

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang Masalah

Kebutuhan energi di Indonesia, khususnya bahan bakar minyak jenis bensin (*gasoline*), terus mengalami peningkatan seiring pertumbuhan penduduk, perkembangan sektor industri, serta intensitas aktivitas transportasi darat. Data *Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia 2024* menunjukkan bahwa konsumsi *gasoline* nasional meningkat dari sekitar 22,67 juta ton pada tahun 2020 menjadi sekitar 26,85 juta ton pada tahun 2024, dengan laju pertumbuhan yang relatif konsisten setiap tahunnya (Kementerian ESDM, 2024). Kondisi ini menegaskan bahwa bensin masih menjadi komoditas energi strategis dalam sistem energi nasional.

Di sisi lain, kapasitas produksi *gasoline* dalam negeri belum menunjukkan peningkatan yang sebanding dengan pertumbuhan konsumsi. Produksi domestik cenderung stagnan pada kisaran 10,94–11,72 juta ton per tahun selama periode 2020–2024, sehingga selisih antara produksi dan konsumsi harus dipenuhi melalui impor (Kementerian ESDM, 2024). Akibatnya, porsi impor *gasoline* terhadap konsumsi nasional berada pada kisaran 58–65%, yang mencerminkan Tingginya ketergantungan Indonesia terhadap pasokan bahan bakar dari luar negeri.

Tingginya ketergantungan impor tersebut menjadi tantangan serius bagi ketahanan energi nasional, terutama dalam menghadapi fluktuasi harga minyak global dan ketidakpastian geopolitik. Selain itu, kebijakan pemerintah yang mengarah pada penerapan standar bahan bakar bersih setara Euro 4 dan menuju Euro 5 menuntut peningkatan kualitas bensin domestik, khususnya untuk produk bensin beroktan Tinggi ($\text{RON} \geq 95$) dengan kandungan sulfur yang sangat rendah (Indrawan, 2021). Kondisi ini menempatkan kualitas fraksi *Naphtha* sebagai faktor kunci dalam rantai produksi *gasoline*.

Fraksi *Naphtha* merupakan komponen utama dalam produksi bensin dan menjadi umpan penting bagi pabrik *Catalytic Reforming* untuk menghasilkan komponen bensin beroktan Tinggi. Namun, *Naphtha* hasil distilasi minyak mentah masih mengandung senyawa pengotor seperti sulfur, nitrogen, olefin, dan logam yang dapat menurunkan mutu produk serta meracuni katalis logam mulia pada

pabrik *reforming* (Speight, 2017). Oleh karena itu, diperlukan pabrik *treating* yang mampu menghasilkan *treated Naphtha* dengan kualitas Tinggi dan stabil.

Naphtha Hydrotreating (NHT) merupakan pabrik proses yang dirancang untuk menghilangkan pengotor tersebut melalui reaksi *Hydrogenasi* dengan bantuan katalis dan gas *Hydrogen*. Keberadaan pabrik NHT tidak hanya berfungsi untuk memenuhi spesifikasi kualitas bahan baku *reforming*, tetapi juga berperan strategis dalam mendukung produksi bensin ramah lingkungan dan mengurangi ketergantungan impor bensin beroktan Tinggi (Sadighi dkk., 2009).

Meskipun teknologi *Hydrotreating* telah lama diterapkan di industri kilang, desain NHT di Indonesia masih menghadapi tantangan dalam penyesuaian terhadap karakteristik umpan lokal serta integrasi aspek efisiensi energi, konsumsi *Hydrogen*, dan keberlanjutan umur katalis secara terpadu. Sebagian besar kajian sebelumnya lebih berfokus pada pemenuhan spesifikasi sulfur, tanpa mengaitkannya secara menyeluruh dengan kebutuhan energi nasional dan efisiensi operasi jangka panjang (Adi, 2017). Oleh karena itu, diperlukan suatu prarancang pabrik NHT yang disusun secara komprehensif, adaptif terhadap kondisi domestik, dan berbasis kebutuhan pasar menuju tahun 2030.

1.2 Tujuan

Penyusunan tugas akhir ini bertujuan untuk merancang secara konseptual pabrik *Naphtha Hydrotreating* (NHT) dengan tujuan utama sebagai berikut:

- a) Mengurangi ketergantungan impor bahan bakar minyak
- b) Mendukung transisi energi dan standar lingkungan bersih
- c) Meningkatkan kualitas dan nilai tambah produk kilang
- d) Mengoptimalkan operasi kilang minyak dan umur katalis
- e) Mendorong kemajuan teknologi dan pengembangan industri petrokimia

1.3 Tinjauan Pustaka

1.1.1 *Straight Run Naphtha* (SRN)

Straight Run Naphtha (SRN) didefinisikan sebagai fraksi hidrokarbon cair hasil distilasi atmosferik minyak mentah dengan rentang titik didih 30–200°C dan rantai karbon C5–C12, yang secara fisik diklasifikasikan menjadi *Light Naphtha*

(C₅–80°C) untuk umpan isomerisasi dan *Heavy Naphtha* (80–200°C) sebagai umpan utama *Catalytic Reforming* (Gary dkk., 2007; Speight, 2014). Secara kimiawi, komposisi SRN didominasi oleh golongan parafin, *naphthenic*, dan aromatik (PNA) dengan kandungan olefin yang sangat rendah atau nihil, di mana Tingginya rasio *naphthenic* terhadap parafin sangat disukai dalam desain proses karena kemudahannya dikonversi menjadi aromatik beroktan Tinggi pada pabrik *reformer* (Fahim dkk., 2010; Hsu & Robinson, 2017).

Walaupun SRN relatif stabil, keberadaan senyawa heteroatom pengotor seperti sulfur (dalam bentuk merkaptan, sulfida, atau tiofena), nitrogen (piridin atau pirol), dan logam berat merupakan parameter kritis yang mendasari urgensi pabrik *Naphtha Hydrotreating* (Sadeghbeigi, 2012). Pengotor-pengotor ini dalam konsentrasi rendah (ppm) mampu *bertindak* sebagai racun permanen maupun sementara yang dapat mendeaktivasi katalis logam mulia seperti Platinum pada pabrik *Catalytic Reformer*. Maka dari itu, proses *Hydrogenasi* katalitik di pabrik NHT penting untuk mereduksi kandungan sulfur dan nitrogen hingga batas ultra-rendah sebelum umpan diproses lebih lanjut (Jones & Pujadó, 2006; Meyers, 2016).

1.1.2 *Treated Naphtha*

Treated Naphtha didefinisikan sebagai fraksi *Naphtha* (C₅–C₁₂) dengan rentang didih 30–200°C yang telah dimurnikan dalam pabrik *Naphtha Hydrotreating* (NHT) melalui reaksi katalitik eksotermis menggunakan gas *Hydrogen* dan katalis bimetalik (Co-Mo atau Ni-Mo) untuk mengeliminasi pengotor sulfur, nitrogen, dan logam berat. Mekanisme utama proses ini meliputi reaksi hidrodessulfurisasi (HDS) yang mengonversi sulfur menjadi *Hydrogen* sulfida (H₂S) serta hidrodennitrifikasi (HDN) yang mengubah nitrogen menjadi amonia (NH₃), di mana keberhasilan reaksi sangat ditentukan oleh pengendalian temperatur *Reactor* dan tekanan parsial *Hydrogen* (Gary dkk., 2020; Speight, 2019).

Kualitas *treated Naphtha* sebagai produk akhir ditentukan oleh pemenuhan spesifikasi umpan pabrik *Catalytic Reforming*, yang mensyaratkan kandungan sulfur dan nitrogen ultra-rendah (< 0.5 ppmw) guna mencegah korosi peralatan dan melindungi katalis berbasis platina (Pt) dari deaktivasi permanen. Kegagalan mencapai spesifikasi ini akan menurunkan *yield* dan angka oktan (RON) produk

bensin serta memperpendek umur katalis, yang secara langsung berdampak pada peningkatan biaya operasional kilang (Ancheyta, 2016).

Dalam kerangka regulasi lingkungan, pemenuhan spesifikasi *treated Naphtha* berkorelasi langsung dengan standar emisi Euro 4 dan Euro 5 yang membatasi sulfur total produk *gasoline* masing-masing maksimal 50 ppm dan 10 ppm, mengingat pabrik *reforming* tidak memiliki kapabilitas desulfurisasi signifikan (European Commission, 2020). Kegagalan pabrik *Naphtha Hydrotreating* (NHT) sebagai *gatekeeper* dalam mencapai spesifikasi ini akan mengakibatkan produk akhir bensin gagal memenuhi baku mutu lingkungan (*off-spec*), yang berimplikasi fatal pada sanksi regulasi serta kerugian ekonomi kilang (European Commission, 2020).

1.1.3 *Gasoline*

Gasoline merupakan campuran kompleks hidrokarbon cair dengan rentang atom karbon C₄–C₁₂ yang dirancang khusus untuk mekanisme mesin pembakaran dalam dengan pengapian busi (*Spark Ignition Engine*). Kualitas performa bahan bakar ini ditentukan oleh parameter antiketukan yang diukur melalui *Research Octane Number* (RON) dan *Motor Octane Number* (MON), serta profil volatilitas yang memengaruhi kemampuan menyala saat kondisi dingin. Mesin dengan rasio kompresi Tinggi membutuhkan nilai oktan yang Tinggi guna mencegah fenomena *auto-ignition* atau *knocking* yang berpotensi merusak komponen mesin secara permanen (Heywood, 2018).

Di Indonesia, pemerintah mengatur spesifikasi teknis dan standar mutu *gasoline* melalui Keputusan Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi yang telah mengadopsi standar Euro 4. PT Pertamina (Persero) menyediakan varian produk mulai dari Pertalite (RON 90) hingga Pertamina Turbo (RON 98) dengan batasan kandungan sulfur maksimal 50 ppm dan tekanan uap maksimum 69 kPa untuk meminimalkan emisi gas buang (Pertamina, 2023). Lebih lanjut, transisi menuju standar Euro 5 menuntut penurunan kandungan sulfur hingga 10 ppm, sehingga strategi pemenuhan spesifikasi ini mewajibkan pengendalian kualitas komponen

hulu melalui penggunaan *treated Naphtha* dari pabrik *Hydrotreating* (Kementerian ESDM, 2022).

1.1.4 Spesifikasi *Gasoline* EURO 4 dan EURO 5

Standar emisi Euro 4 dan Euro 5 memperketat spesifikasi bahan bakar secara drastis untuk memitigasi dampak lingkungan global dari sektor transportasi. Regulasi ini menetapkan perbedaan fundamental pada limitasi kandungan sulfur, yakni maksimal 50 ppm untuk Euro 4 dan 10 ppm (*near-zero sulfur*) untuk Euro 5, guna menjamin fungsionalitas teknologi *Three-Way Catalytic Converter* (TWC) dan *Gasoline Particulate Filter* (GPF) pada kendaraan modern (European Commission, 2020). Selain desulfurisasi, standar ini membatasi kandungan senyawa spesifik seperti benzena maksimal 1% v/v, aromatik 35% v/v, dan olefin 18% v/v karena sifat karsinogenik dan potensinya dalam pembentukan emisi partikulat (Speight, 2019).

Pengetatan parameter kimia tersebut menciptakan tantangan teknis bagi kilang minyak karena senyawa aromatik dan olefin merupakan kontributor utama angka oktan. Dalam konteks nasional, pemerintah melalui Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan (KLHK) telah mewajibkan standar setara Euro 4 sejak tahun 2018, sehingga menempatkan pabrik *Naphtha Hydrotreating* sebagai fasilitas purifikasi primer yang sangat strategis (Indrawan, 2021). Kesiapan pabrik tersebut dalam menghasilkan *treated Naphtha* bersulfur rendah menentukan kemampuan kilang nasional dalam memproduksi bahan bakar mandiri sekaligus mendukung peta jalan transisi energi menuju standar Euro 5 di masa depan (Indrawan, 2021; Speight, 2019).

1.4 Pemilihan Proses

1.1.5 Teknologi *Hydrotreating Naphtha* (NHT)

Naphtha Hydrotreating (NHT) merupakan teknologi konvensional yang paling mapan dan dominan diaplikasikan secara global untuk purifikasi fraksi ringan hingga berat. Prinsip utama proses ini adalah reaksi *Hydrogenolisis* katalitik dalam *Reactor fixed-bed* menggunakan katalis bimetalik sulfida ($\text{Co-Mo/Al}_2\text{O}_3$ atau $\text{Ni-Mo/Al}_2\text{O}_3$) untuk memutus ikatan kimia pada senyawa pengotor. Operasi

berlangsung pada rentang temperatur 300–340 °C dan tekanan parsial *Hydrogen* 20–30 bar, kondisi yang secara termodinamika dan kinetika terbukti efektif mengonversi senyawa sulfur refraktori menjadi H₂S dan senyawa nitrogen menjadi NH₃, sekaligus menjenuhkan olefin (saturasi) menjadi parafin yang stabil (Ancheyta, 2016; Speight, 2019).

Keunggulan komparatif NHT terletak pada selektivitas reaksi yang Tinggi dan jaminan kualitas produk untuk umpan pabrik *catalytic reforming*. Proses ini mampu menurunkan kadar sulfur hingga < 0.5 ppmw tanpa mengubah struktur rantai karbon secara destruktif, sehingga *yield* cairan tetap Tinggi. Selain itu, NHT menghasilkan produk yang "kering" dan bebas oksigen, yang merupakan persyaratan mutlak karena pabrik *reforming* sangat intoleran terhadap senyawa oksigenat. Meskipun proses ini menuntut investasi Tinggi untuk *Recycle Gas Compressor* dan konsumsi *Hydrogen* yang signifikan, ketersediaan infrastruktur pendukung dan protokol keselamatan yang telah terstandarisasi di industri menjadikan risiko operasionalnya sangat terukur dan terkendali (Gary dkk., 2020; Speight, 2019).

1.1.6 Teknologi *Oxidative Desulfurization* (ODS)

Desulfurisasi Oksidatif (ODS) dikembangkan sebagai teknologi alternatif yang menawarkan kondisi operasi moderat (suhu 30–80 °C dan tekanan atmosferik) untuk mengatasi Tingginya biaya kompresi pada hidrodessulfurisasi konvensional. Mekanisme ODS bekerja dengan mengoksidasi atom sulfur pada senyawa aromatik (seperti *thiophene* dan *benzothiophene*) menggunakan oksidator (misalnya H₂O₂, asam organik, atau udara) menjadi senyawa sulfoksida atau sulfon yang memiliki polaritas Tinggi. Senyawa polar hasil oksidasi ini kemudian dipisahkan dari fraksi hidrokarbon non-polar melalui metode ekstraksi pelarut atau adsorpsi. Secara teoritis, proses ini menjanjikan efisiensi energi yang lebih baik karena tidak memerlukan gas *Hydrogen* bertekanan Tinggi (Gooneh-Farahani dkk., 2023; Shafiq dkk., 2021).

Namun, penerapan ODS skala komersial untuk umpan *Naphtha* memiliki kelemahan teknis yang fatal jika ditinjau dari integrasi kilang. Residu oksidator dan senyawa oksigenat yang tertinggal dalam produk ODS bersifat racun bagi katalis

platina di pabrik *reforming*, sehingga memerlukan tahapan pemurnian tambahan yang kompleks. Selain itu, penggunaan pelarut dalam jumlah besar menimbulkan tantangan baru berupa biaya regenerasi pelarut (distilasi), potensi *yield loss* akibat hidrokarbon yang ikut terlarut, serta isu pengelolaan limbah cair B3. Berdasarkan Tinjauan tersebut, ODS dinilai belum mencapai tingkat kematangan teknis (*Technology Readiness Level*) yang memadai untuk menggantikan NHT sebagai pabrik utama penyedia umpan *reforming* dalam desain pabrik ini, melainkan lebih potensial sebagai pabrik pelengkap (*polishing*) untuk produk diesel (Khalid dkk., 2025; Sun dkk., 2025).

1.1.7 Analisis Perbandingan dan Pembobotan Pemilihan Proses

Penentuan teknologi pemurnian *Naphtha* dilakukan melalui analisis komparatif antara proses *Naphtha Hydrotreating* (NHT) sebagai teknologi petahana dan *Oxidative Desulfurization* (ODS) sebagai teknologi alternatif. Metode evaluasi menggunakan matriks pembobotan kuantitatif yang diklasifikasikan ke dalam tiga parameter kunci dengan justifikasi bobot sebagai berikut:

a) Aspek Teknis Proses (*Process Technicality*) – Bobot 0,50

Parameter ini diberikan bobot dominan (50%) karena fungsi pabrik pemurnian bersifat vital (*critical path*) dalam rantai kilang. Kegagalan dalam mencapai spesifikasi teknis, khususnya batas sulfur dan nitrogen < 0.5 ppm serta penghilangan senyawa oksigenat dapat menyebabkan kerusakan fatal pada katalis pabrik hilir (*Catalytic Reforming*). Sub-kriteria mencakup: selektivitas katalis, kemurnian produk akhir (*product purity*), jenis produk samping (*by-product*), serta kompleksitas penanganan bahan baku dan bahan penunjang. Keandalan teknis ditempatkan sebagai prioritas mutlak di atas faktor lainnya (Towler & Sinnott, 2021).

b) Kondisi Operasi (*Operating Conditions*) – Bobot 0,20

Parameter ini mencakup tinjauan terhadap variabel proses seperti temperatur dan tekanan operasi yang berkorelasi langsung dengan biaya utilitas, spesifikasi material konstruksi, dan kebutuhan energi kompresi (Towler & Sinnott, 2021). Bobot 20% diberikan karena meskipun efisiensi energi penting, hal tersebut bersifat *trade-off* yang dapat diterima selama spesifikasi teknis produk tercapai. NHT

beroperasi pada suhu dan tekanan yang relatif Tinggi (30–60 bar dan 300–400°C), yang memang memerlukan investasi lebih besar pada peralatan dan utilitas (*Compressor Hydrogen* sirkulasi, *fired heater*) (Fahim dkk., 2010; Gary dkk., 2007). Namun, keunggulan teknisnya dalam menghasilkan produk yang benar-benar *clean* untuk pabrik *reforming* jauh lebih krusial dibandingkan potensi penghematan energi dari ODS yang memiliki keterbatasan teknis fatal untuk aplikasi *Feedstock* petrokimia (Parkash, 2003; Stanislaus dkk., 2010).

c) Aspek Lingkungan dan Keselamatan (*Environment & Safety*) – Bobot 0,30

Parameter ini memiliki bobot signifikan (30%) mengingat ketatnya regulasi lingkungan dan keselamatan kerja di industri migas. Evaluasi difokuskan pada potensi emisi gas buang, pengelolaan limbah B3 (padat/cair), serta risiko keselamatan proses (*process safety risks*) akibat penggunaan bahan kimia berbahaya atau kondisi operasi ekstrem. Teknologi terpilih harus menjamin kepatuhan terhadap baku mutu lingkungan dan standar K3 (Speight, 2019).

Distribusi pembobotan di atas diformulasikan untuk merefleksikan hierarki kebutuhan pabrik, di mana kepastian kualitas produk (*technical*) adalah syarat keharusan (*necessary condition*), kepatuhan regulasi (*environment*) adalah batas operasi (*boundary condition*), dan efisiensi (*operating condition*) adalah optimasi nilai tambah (*value added*) (Towler & Sinnott, 2021; Speight, 2019).

Tabel 1.2.1 Analisis Perbandingan dan Pembobotan Pemilihan Proses

Aspek Penilaian	Parameter Evaluasi		Bobot	Skor <i>Hydrotreating</i>	Skor ODS
	<i>Hydrotreating</i>	Desulfurisasi Oksidatif (ODS)			
1. Aspek Teknis Proses (0,50)					
Bahan Baku	<i>Naphtha</i> dengan kandungan sulfur 200–350 ppm dapat diolah tanpa pra-perlakuan tambahan.	Membutuhkan pra-perlakuan untuk mengurangi senyawa non-reaktif.	0,1	85	60
Bahan Tambahan	Gas <i>Hydrogen</i> tersedia di kilang dan penggunaannya dapat dioptimalkan.	Memerlukan oksidator (H_2O_2 , katalis, pelarut) dalam jumlah besar.	0,1	80	65
Produk Samping	H_2S dapat ditangani oleh Claus Pabrik dan mudah diolah kembali.	Berpotensi membentuk limbah cair dan padat dari pelarut oksidatif.	0,1	90	70
Kemurnian Produk	Dapat mencapai kandungan sulfur $< 0,5$ ppm (standar Euro 5) dan sudah terbukti di industri.	Sulfur refraktori sulit dioksidasi sempurna.	0,1	90	75

Korosivitas Bahan	Dapat dikendalikan dengan material dan inhibitor yang telah teruji.	Pelarut organik dapat meningkatkan potensi korosi.	0,1	80	55
2. Kondisi Operasi (0,20)					
Tekanan	Beroperasi pada 20–30 bar (tekanan Tinggi) yang memerlukan desain kuat.	Beroperasi pada tekanan mendekati atmosfer.	0,1	70	85
Suhu Operasi	Beroperasi pada 300–340 °C (suhu Tinggi namun stabil).	Beroperasi pada suhu rendah 30–80 °C.	0,1	80	75
3. Aspek Lingkungan dan Keselamatan (0,30)					
Emisi dan Limbah	Menghasilkan H ₂ S yang dapat dikonversi menjadi sulfur padat dengan sistem pengolahan gas buang yang mapan.	Membentuk limbah cair dari oksidator yang memerlukan penanganan khusus.	0,15	85	70
Efisiensi Energi	Membutuhkan <i>Hydrogen</i> dan panas Tinggi (konsumsi energi Tinggi).	Memiliki konsumsi energi rendah karena beroperasi pada suhu ringan.	0,1	75	80

Keberlanjutan Proses	Sudah terintegrasi dalam rantai produksi kilang dan siap skala industri.	Masih dalam tahap pengembangan industri.	0,05	80	65
TOTAL			1,0	81,5	70,0
Kategori Penilaian	0–25 = Kurang, 26–50 = Cukup, 51–75 = Baik, 76–100 = Sangat Baik			Sangat Baik	Baik

1.1.8 Interpretasi Hasil Pembobotan

Berdasarkan hasil kuantifikasi pada Table 1.4.1 analisis perbandingan dan pembobotan pemilihan proses teknologi *Hydrotreating* (NHT) memperoleh skor total 81,5 yang mengklasifikasikannya dalam kategori Sangat Baik. Keunggulan absolut NHT terletak pada parameter "Kemurnian Produk" (Skor 90) dan "Produk Samping" (Skor 90). Hal ini mengonfirmasi bahwa NHT adalah satu-satunya teknologi yang mampu menjamin spesifikasi sulfur ultra-rendah (< 0.5 ppm) secara konsisten sekaligus menghasilkan produk samping berupa gas asam (H_2S) yang mudah dikonversi menjadi sulfur elemental bernilai ekonomis melalui Unit Claus. Integrasi NHT dengan infrastruktur kilang yang sudah mapan (*Hydrogen Network*) juga meminimalkan risiko rantai pasok bahan penunjang (Gary dkk., 2020; Speight, 2019).

Di sisi lain, teknologi Desulfurisasi Oksidatif (ODS) memperoleh skor total 70 (Kategori Baik). Meskipun ODS unggul secara signifikan pada aspek "Tekanan Operasi" (Skor 85) karena beroperasi pada kondisi atmosferik yang lebih aman dan hemat energi kompresi, teknologi ini memiliki kelemahan kritis pada aspek "Integritas Material" (Skor 55) dan "Bahan Baku/Fleksibilitas" (Skor 60). Sifat korosif dari oksidator (seperti asam format/peroksida) menuntut material konstruksi khusus yang mahal. Selain itu, residu senyawa oksigenat dalam produk ODS berpotensi meracuni katalis di pabrik hilir (*reformer*), serta menghasilkan limbah cair B3 yang kompleks untuk diolah, sehingga mengurangi kelayakan teknisnya untuk aplikasi skala kilang komersial (Caero dkk., 2006; Gevorgyan dkk., 2024).

1.2 Kapasitas Produksi

Penentuan kapasitas produksi pabrik *Naphtha Hydrotreating* (NHT) didasarkan pada analisis komprehensif terhadap neraca kebutuhan *gasoline* nasional, khususnya untuk segmen bensin beroktan Tinggi (RON 92) yang membutuhkan komponen *treated Naphtha* sebagai umpan pabrik *reforming*. Analisis ini mengacu pada data historis dan proyeksi *supply-demand* yang bersumber dari *Handbook of Energy and Economic Statistics of Indonesia 2024*, dengan tujuan menetapkan kapasitas pabrik yang tidak hanya layak secara teknis,

tetapi juga strategis dalam mensubstitusi impor dan memperkuat ketahanan energi nasional (Kementerian ESDM, 2024).

1.2.1 Analisis Ketersediaan (*Supply*)

Supply didefinisikan sebagai total ketersediaan produk *gasoline* di pasar domestik yang bersumber dari produksi kilang dalam negeri dan impor. Analisis data historis tahun 2020–2024 menunjukkan bahwa produksi domestik relatif stagnan, namun volume impor terus mendominasi struktur pasokan untuk menutupi defisit kebutuhan.

Berikut adalah data produksi, konsumsi, dan impor *gasoline* di Indonesia dari tahun 2020 hingga 2024:

Tabel 1.2.1 Data Produksi *Gasoline* Indonesia 2020-2024

Tahun	Volume Produksi (KL/Tahun)	Volume Produksi (Ton/Tahun)	%P
2020	14.586.925,79	11.535.340,91	-
2021	14.826.678,64	11.724.937,47	0,0164
2022	13.836.187,76	10.941.657,28	-0,0668
2023	14.242.082,33	11.262.638,71	0,0293
2024	14.310.287,89	11.316.575,66	0,0048
Rata-Rata Pertumbuhan (%P)			-0,0041

(Kementerian ESDM, 2024; BPS, 2024)

$$M \text{ Produksi } 2030 = P (1+i)^n$$

$$P = \text{Volume Produksi } 2024 = 11.316.575,66 \text{ Ton/ Tahun}$$

$$I = \text{Total \%P} = -0,0041$$

$$n = 2030 - 2024 = 6$$

$$\begin{aligned} M \text{ Produksi } 2030 &= 11.316.575,66 (1 + (-0,0041))^6 \\ &= 11.043.624,45 \text{ Ton/Tahun} \end{aligned}$$

Perhitungan proyeksi produksi *gasoline* pada tahun 2030 berdasarkan rata-rata pertumbuhan mengindikasikan bahwa volume produksi yang diperkirakan akan berkurang menjadi 11.043.624,45 ton/tahun. Penurunan ini menunjukkan

bahwa kemampuan kilang bertambah, namun jumlah produksi cenderung tetap atau sedikit menurun dalam beberapa tahun ke depan.

Tabel 1.2.2 Data Impor *Gasoline* Indonesia 2020-2024

Tahun	Volume Impor (KL/Tahun)	Volume Impor (Ton/Tahun)	%P
2020	16.491.000,00	13.041.082,80	-
2021	18.700.000,00	14.787.960,00	0,1340
2022	21.981.000,00	17.382.574,80	0,1755
2023	21.270.000,00	16.820.316,00	-0,0323
2024	22.132.000,00	17.501.985,60	0,0405
Rata-Rata Pertumbuhan (%P)			0,0794

(Kementerian ESDM, 2024; BPS, 2024)

$$M \text{ Impor 2030} = P (1+i)^n$$

$$P = \text{Volume Impor 2024} = 17.501.985,60 \text{ Ton/ Tahun}$$

$$I = \text{Total \%P} = 0,0794$$

$$n = 2030 - 2024 = 6$$

$$\begin{aligned} M \text{ Impor 2030} &= 17.501.985,60 (1 + (0,0794))^6 \\ &= 17.466.524,96 \text{ Ton/Tahun} \end{aligned}$$

Perkiraan untuk impor gasolin pada tahun 2030 diprediksi akan mencapai 17.466.524,96 ton per tahun, dengan mempertimbangkan rata-rata pertumbuhan impor yang menunjukkan peningkatan yang konsisten meskipun terdapat penurunan sementara di tahun 2023.

1.2.2 Analisis Kebutuhan (*Demand*)

Demand merepresentasikan total serapan pasar domestik (*consumption*) ditambah volume ekspor (jika ada). Mengingat Indonesia adalah *net importer* BBM, volume ekspor diasumsikan nol atau tidak signifikan, sehingga *demand* setara dengan konsumsi domestik. Tren konsumsi menunjukkan peningkatan konsisten yang didorong oleh pertumbuhan populasi kendaraan bermotor dan pemulihan ekonomi pasca-pandemi.

Tabel 1.2.3 Data Konsumsi *Gasoline* Indonesia 2020-2024

Tahun	Volume Konsumsi (KL/Tahun)	Volume Konsumsi (Ton/Tahun)	%P
2020	28.662.548,42	22.666.343,29	-
2021	30.435.733,78	24.068.578,27	0,0619
2022	33.168.725,46	26.229.828,10	0,0898
2023	33.375.726,93	26.393.524,85	0,0062
2024	33.951.101,97	26.848.531,43	0,0172
Rata-Rata Pertumbuhan (%P)			0,0438

(Kementerian ESDM, 2024; BPS, 2024)

$$M \text{ Konsumsi } 2030 = P (1+i)^n$$

$$P = \text{Volume Konsumsi } 2024 = 26.848.531,43 \text{ Ton/ Tahun}$$

$$I = \text{Total \%P} = 0,0438$$

$$n = 2030 - 2024 = 6$$

$$\begin{aligned} M \text{ Konsumsi } 2030 &= 26.848.531,43 (1 + (0,0438))^6 \\ &= 34.720.563,40 \text{ Ton/Tahun} \end{aligned}$$

Berdasarkan data konsumsi gasolin, estimasi untuk konsumsi pada tahun 2030 diperkirakan mencapai 34.720.563,40 ton per tahun, yang menunjukkan pertumbuhan sekitar 4,38% setiap tahun. Peningkatan konsumsi ini mencerminkan adanya permintaan yang semakin Tinggi terhadap bahan bakar beroktan Tinggi di pasar dalam negeri.

1.2.3 Penentuan Kapasitas Perancangan

Kapasitas pabrik ditetapkan berdasarkan analisis peluang pasar (*market opportunity*) yang didefinisikan sebagai selisih antara proyeksi kebutuhan (*demand*) dengan kapasitas produksi domestik yang ada (*existing supply* tanpa impor). Hal ini bertujuan untuk mensubstitusi impor (*import substitution strategy*).

Penghitungan estimasi kapasitas pabrik *Naphtha Hydrotreating* baru (2030)

$$Supply = \text{Produksi} + \text{Impor}$$

$$= 11.043.624,45 \text{ ton/tahun} + 17.466.524,96 \text{ Ton/Tahun}$$

$$= 28.510.149,41 \text{ ton/tahun}$$

$$\begin{aligned}
Demand &= \text{Konsumsi} + \text{Ekspor} \\
&= 34.720.563,40 \text{ ton/tahun} + 0 \text{ Ton/Tahun} \\
&= 34.720.563,40 \text{ ton/tahun} \\
\text{Peluang kapasitas pabrik baru} &= Demand - Supply \\
&= 34.720.563,40 - 28.510.149,41 \\
&= 6.210.413,99 \text{ ton/tahun}
\end{aligned}$$

Penentuan kapasitas pabrik baru sebesar 15% dari peluang kapasitas tahun 2030 (yaitu, 15% x 6.210.413,99 ton/tahun = 931.562,10 ton/tahun) didasarkan pada strategi *market penetration* agresif namun tetap realistis dalam konteks substitusi impor. Angka 15% ini dipilih sebagai titik awal yang memungkinkan pabrik baru dapat segera menyerap sebagian besar defisit pasar yang teridentifikasi, sekaligus memberikan ruang untuk *scale-up* di masa depan tanpa memerlukan investasi ulang yang drastis (Peters dkk., 2003). Pertimbangan ini juga didukung oleh prinsip ekonomi skala (*economies of scale*), di mana kapasitas yang optimal dapat memberikan struktur biaya produksi yang lebih kompetitif melalui efisiensi biaya kapital per unit produk (Towler & Sinnott, 2021).

Dengan asumsi waktu operasi standar industri kimia (*stream factor*) sebesar 330 hari per tahun untuk memperhitungkan waktu pemeliharaan rutin (*turnaround*), kapasitas pabrik baru ini menjadi sekitar 931.562,10 ton/tahun : 330 hari/tahun = 2.822,92 ton/hari (Turton dkk., 2018). Untuk mengantisipasi potensi fluktuasi permintaan di masa depan, margin *safety*, serta kemudahan dalam pengadaan peralatan standar industri, kapasitas pabrik ditetapkan menjadi 3.000 ton/hari. Penambahan kapasitas desain (*design margin*) ini lazim dilakukan untuk memastikan fleksibilitas operasional terhadap perubahan kualitas bahan baku maupun dinamika pasar (Ulrich & Vasudevan, 2004). Kapasitas ini tidak hanya memastikan pemenuhan kebutuhan *gasoline* beroktan Tinggi yang terus meningkat, tetapi juga sejalan dengan Rencana Umum Energi Nasional (RUEN) dalam memperkuat kemandirian energi bangsa melalui optimalisasi kapasitas kilang domestik dan pengurangan ketergantungan impor bahan bakar (Dewan Energi Nasional, 2019; Kementerian ESDM, 2023).

1.2.4 Benchmarking Kapasitas Unit NHT di Asia Tenggara

Penentuan kapasitas perancangan tidak hanya didasarkan pada defisit pasar, tetapi juga harus mengacu pada skala keekonomian (*economies of scale*) yang lazim diterapkan pada kilang-kilang modern di kawasan regional. Berdasarkan survei kapasitas kilang di Asia Tenggara, unit NHT terbagi menjadi dua klaster kapasitas utama:

1. Klaster Terintegrasi Petrokimia (> 5.000 Ton/Hari)

Kilang seperti *ExxonMobil Jurong* (Singapura), Hengyi Industries (Brunei), dan TPPI Tuban (Indonesia) memiliki unit NHT berkapasitas raksasa (> 5.000 ton/hari). Kapasitas ini dirancang untuk melayani kompleks aromatik dan *steam cracker* yang membutuhkan *throughput* masif (Koottungal, 2023; ExxonMobil, 2023).

2. Klaster Kilang BBM / *Fuel Refinery* (2.000 – 3.500 Ton/Hari)

Kilang yang berfokus pada produksi BBM berkualitas Tinggi (Euro 4/5) umumnya memiliki kapasitas per *train* (satu rangkaian unit) pada rentang ini.

Tabel 1.2.4 Benchmarking Kapasitas Unit NHT di Asia Tenggara

Negara	Nama Kilang / Perusahaan	Estimasi Kapasitas (BPSD)	Estimasi Kapasitas (Ton/Hari)	Keterangan / Fokus Produksi
SINGAPURA	ExxonMobil (Jurong/PAC)	85.000	9.605	Terintegrasi dengan Steam Cracker terbesar
	Shell Bukom (Pulau Bukom)	62.000	7.000	Feed untuk Gasoline & Chemical
	SRC (Singapore Refining Co.)	34.000	3.840	Joint Venture Chevron & SPC

MALAYSIA	Petronas RAPID (Pengerang)	42.000	4.745	Kilang baru terintegrasi Petrokimia
	Petronas Melaka (PSR-1 & 2)	28.000	3.165	Gabungan Unit PSR-1 & PSR-2
	Hengyuan (ex-Shell Port Dickson)	18.000	2.035	Fokus produk Gasoline Euro 4/5
THAILAND	Thai Oil (Sriracha)	38.000	4.295	Unit NHT untuk CCR Platformer
	PTTGC (Rayong)	32.000	3.615	Integrasi Aromatik & Olefin
	Star Petroleum (SPRC) (Map Ta Phut)	22.000	2.485	Mayoritas saham dimiliki Chevron (dulu)
	IRPC (Rayong)	16.000	1.800	Fokus produk Petrokimia
	Bangchak (Bangkok)	15.000	1.695	Kilang tengah kota (fokus BBM bersih)
VIETNAM	Nghi Son Refinery (NSRP)	26.000	2.940	Unit <i>Naphtha</i> Unifining
	Dung Quat (BSR)	24.000	2.710	Sedang proses ekspansi
BRUNEI	Hengyi Industries (PMB)	55.000	6.215	Sangat besar, fokus utama Aromatik/PX

FILIPINA	Petron Bataan	25.000	2.825	Satu-satunya kilang aktif di Filipina
INDONESIA*	TPPI Tuban	55.000	6.215	Terintegrasi Aromatik (Dual Mode)
	Pertamina RU VI Balongan	52.000	5.875	Unit NHT terbesar Pertamina
	Pertamina RU IV Cilacap	47.200**	5.330	Total gabungan NHT 1, 2, & Paraxylene
	Pertamina RU V Balikpapan	20.000	2.260	Sebelum upgrade RDMP
	Pertamina RU II Dumai	10.100	1.140	Unit NHDT lama

Berdasarkan data pada tabel 1.2.4 *Benchmarking Kapasitas Unit NHT di Asia Tenggara* kapasitas perancangan yang dipilih sebesar 3.000 Ton/Hari berada pada posisi strategis (*sweet spot*) untuk kilang yang berorientasi pada produksi *gasoline*. Angka ini setara dengan kapasitas unit NHT di *Nghi Son Refinery*, Vietnam (2.940 Ton/Hari) dan sedikit di atas kapasitas unit NHT 1 eksisting di Pertamina RU IV Cilacap (2.805 Ton/Hari). Hal ini mengindikasikan bahwa kapasitas 3.000 Ton/Hari merupakan skala kapasitas yang tervalidasi secara komersial (*commercially proven*) untuk operasional kilang BBM modern di Asia Tenggara, memberikan keseimbangan optimal antara efisiensi investasi modal dan fleksibilitas operasional.

1.3 Pemilihan Lokasi Pabrik

Penentuan lokasi pabrik (*plant site selection*) merupakan tahapan strategis yang bersifat krusial dalam perancangan pabrik kimia, karena keputusan ini berkorelasi langsung dengan biaya investasi modal (*capital expenditure*), efisiensi

biaya operasional (*operating expenditure*), serta keberlanjutan profitabilitas perusahaan dalam jangka panjang. Menurut Peters et al. (2003) dan Towler & Sinnott (2021), pemilihan lokasi yang optimal harus didasarkan pada minimalisasi biaya transportasi bahan baku dan produk, jaminan ketersediaan utilitas yang andal, aksesibilitas terhadap tenaga kerja terampil, serta kepatuhan terhadap regulasi tata ruang dan lingkungan. Dalam konteks pendirian Pabrik *Naphtha Hydrotreating* (NHT) ini, evaluasi komprehensif dilakukan terhadap tiga lokasi potensial di Pulau Jawa yang memiliki infrastruktur kilang minyak eksisting, yaitu Pertamina Refinery Unit (RU) IV Cilacap, Pertamina RU VI Balongan, dan PT Trans-Pacific Petrochemical Indotama (TPPI) Tuban.

Analisis komparatif ketiga kandidat lokasi tersebut dilakukan menggunakan metode pembobotan (*weighted scoring method*) terhadap empat parameter teknis utama yang mempengaruhi keberhasilan operasi pabrik NHT. Keempat parameter tersebut meliputi:

- A. Ketersediaan dan kontinuitas pasokan bahan baku *Naphtha*;
- B. Kesiapan infrastruktur utilitas (listrik, air, steam, gas);
- C. Karakteristik geoteknik dan daya dukung tanah; serta
- D. Kondisi klimatologi lokasi (Turton dkk., 2018)..

1.3.1 Pertamina Refinery Pabrik IV Cilacap

- A. Ketersediaan dan kontinuitas pasokan bahan baku *Naphtha*

Pertamina RU IV Cilacap diidentifikasi memiliki keunggulan kompetitif tertinggi dalam aspek keamanan pasokan bahan baku. Sebagai kilang dengan kapasitas produksi terbesar di Indonesia yang mencapai 348.000 barel per hari (bph), RU IV memiliki kemampuan *throughput* yang stabil untuk menjamin kontinuitas pasokan *Feedstock Naphtha* bagi pabrik NHT tanpa bergantung pada impor eksternal (PT Pertamina, 2024). Selain itu, lokasi kilang yang terintegrasi langsung dengan fasilitas *Single Point Mooring* (SPM) dan pelabuhan di Area 70 Teluk Penyu memberikan fleksibilitas logistik yang superior untuk distribusi produk maupun penerimaan material penunjang.

B. Kesiapan infrastruktur utilitas

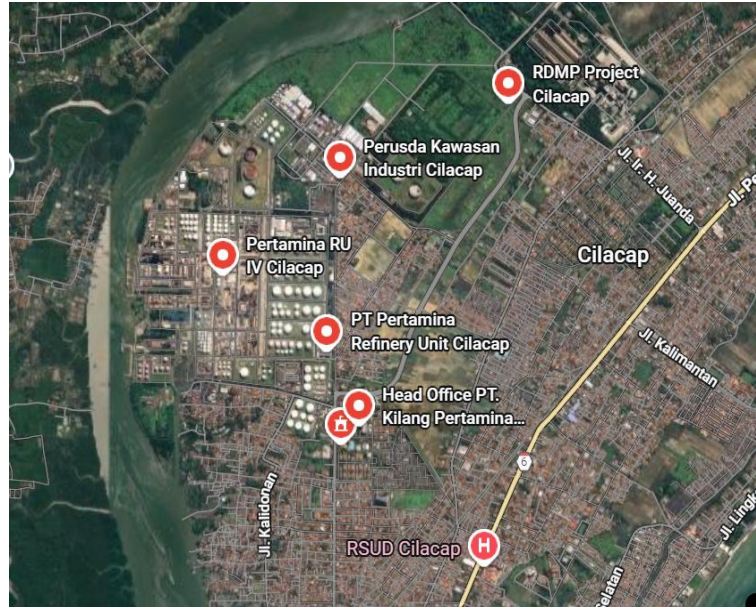
Kesiapan infrastruktur utilitas di kawasan industri Cilacap dinilai sangat matang (*mature*). Kilang ini telah dilengkapi dengan pabrik pembangkit tenaga listrik mandiri, sistem penyediaan *Hydrogen* berkapasitas besar, serta pabrik pengolahan air yang terintegrasi. Ketersediaan *excess capacity* pada sistem utilitas eksisting memungkinkan integrasi pabrik NHT baru dengan biaya investasi tambahan yang minimal dibandingkan membangun fasilitas utilitas dari nol (Gary dkk., 2007).

C. Karakteristik geoteknik dan daya dukung tanah

Secara geologis, area kawasan industri Lomanis, Cilacap, memiliki struktur tanah yang relatif stabil dan telah terbukti mampu menopang beban statis maupun dinamis dari peralatan kilang berskala besar selama puluhan tahun. Stabilitas tanah ini sangat krusial untuk memitigasi risiko penurunan fondasi (*settlement*) yang dapat merusak integritas mekanik kolom distilasi dan *Reactor* bertekanan Tinggi (Badan Geologi, 2022).

D. Kondisi klimatologi lokasi

Kondisi klimatologi di Cilacap mendukung operasional pabrik yang optimal sepanjang tahun. Berdasarkan data historis, suhu rata-rata harian berkisar pada 26°C dengan kelembapan relatif yang moderat (Weather Spark, 2024). Profil suhu lingkungan yang tidak ekstrem ini menguntungkan dari sisi termodinamika, karena mengurangi beban kerja pada sistem pendingin (*cooling water system*) dan meminimalkan kerugian energi akibat penguapan (*eVaporative loss*) pada tangki penyimpanan.



Gambar 1.3.1 Pertamina Refinery Pabrik IV Cilacap

(Sumber : Google Maps, 2025)

1.3.2 Pertamina Refinery Unit (RU) VI Balongan

A. Ketersediaan dan kontinuitas pasokan bahan baku *Naphtha*

Pertamina RU VI Balongan merupakan kilang modern dengan kompleksitas Tinggi, namun memiliki kapasitas pengolahan yang lebih rendah dibandingkan Cilacap, yaitu sekitar 150.000 bph pasca pengembangan *Refinery Development Master Plan* (RDMP) (Detik Finance, 2024). Meskipun akses bahan baku dari lapangan minyak Jawa Barat tersedia, volume *Feedstock Naphtha* yang dapat dialokasikan untuk pabrik baru relatif terbatas jika dibandingkan dengan *excess Naphtha* yang tersedia di Cilacap, sehingga berpotensi menimbulkan risiko kontinuitas produksi pada kapasitas maksimum.

B. Kesiapan infrastruktur utilitas

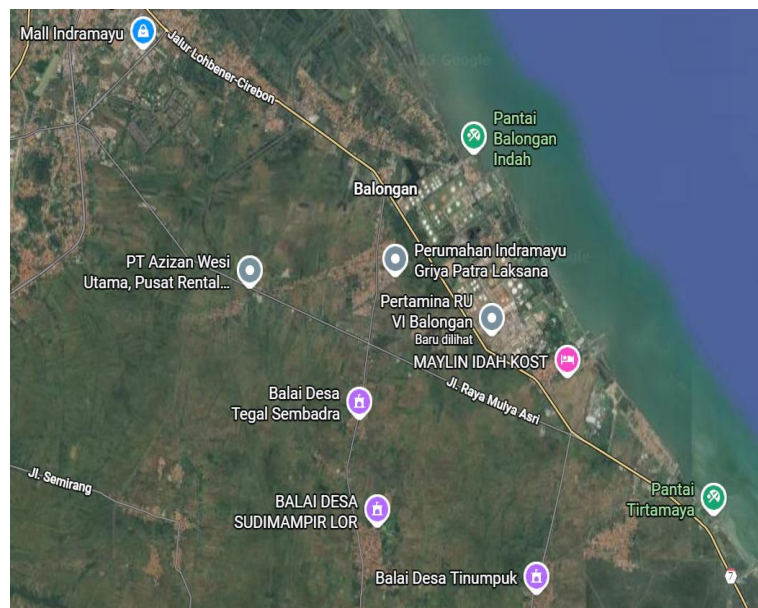
Pasokan utilitas dasar di Balongan tersedia dengan baik, namun integrasi pabrik baru diproyeksikan membutuhkan modifikasi signifikan pada sistem steam dan listrik eksisting karena Tingginya utilisasi saat ini. Kebutuhan *revamping* atau penambahan kapasitas utilitas ini akan berdampak langsung pada peningkatan *Capital Expenditure* (CAPEX) proyek (Speight, 2019).

C. Karakteristik geoteknik dan daya dukung tanah

Kawasan pesisir Balongan, Indramayu, menghadapi tantangan geoteknik berupa risiko abrasi pantai yang aktif dan laju sedimentasi yang Tinggi. Studi lingkungan menunjukkan laju abrasi mencapai 1–4 meter per tahun di beberapa titik garis pantai (Arifin, 2018). Kondisi ini menuntut rekayasa sipil khusus (*special civil engineering treatment*) seperti pembangunan tanggul penahan ombak yang lebih masif, yang secara teknis menambah kompleksitas konstruksi dan biaya pemeliharaan.

D. Kondisi klimatologi lokasi

Suhu rata-rata di wilayah pantai utara Jawa seperti Balongan cenderung lebih Tinggi, yaitu berkisar 27–32°C. Temperatur ambien yang lebih Tinggi ini dapat menurunkan efisiensi air *Cooler* dan meningkatkan laju korosi atmosferik pada peralatan logam jika tidak dilindungi dengan sistem pelapisan (*coating*) yang memadai (Perry dkk., 2019).



Gambar 1.3.2 Pertamina Refinery Unit (RU) VI Balongan
(Sumber : Google Maps, 2025)

1.3.3 PT Trans-Pacific Petrochemical Indotama (TPPI) Tuban

A. Ketersediaan dan kontinuitas pasokan bahan baku *Naphtha*

TPPI Tuban memiliki keunggulan sebagai pusat industri petrokimia terintegrasi, dengan kapasitas produksi *Naphtha* yang telah ditingkatkan menjadi 50.000 bph pasca revitalisasi (Liputan6, 2023). Namun, orientasi utama TPPI adalah produksi aromatik, sehingga alokasi *Naphtha* untuk pabrik *Hydrotreating* baru mungkin bersaing dengan kebutuhan internal pabrik aromatik mereka. Hal ini memerlukan skema rantai pasok yang lebih kompleks dibandingkan dengan pabrik kilang BBM murni.

B. Kesiapan infrastruktur utilitas

Infrastruktur energi di TPPI tersedia, namun kawasan industri Tuban sering menghadapi tantangan suplai air baku industri, terutama pada puncak musim kemarau. Keterbatasan sumber air tawar yang andal dapat mengganggu operasional sistem utilitas, khususnya pada pabrik *cooling tower* dan pembangkit steam, sehingga memerlukan investasi tambahan untuk pabrik desalinasi air laut (Kementerian Perindustrian, 2022).

C. Karakteristik geoteknik dan daya dukung tanah

Secara morfologi, wilayah Tuban didominasi oleh formasi batuan kapur (karst). Struktur karst memiliki risiko keberadaan rongga bawah tanah (*subsurface voids*) yang dapat memicu ambles (*sinkhole*) jika tidak dipetakan dengan survei geoteknik yang sangat mendalam (National Geographic Indonesia, 2009). Risiko geologis ini menuntut biaya mitigasi fondasi yang lebih Tinggi dibandingkan struktur tanah aluvial yang stabil.

D. Kondisi klimatologi lokasi

Klimatologi Tuban relatif serupa dengan pantai utara Jawa lainnya, dengan suhu rata-rata 27°C dan paparan angin laut yang kuat. Hal ini membutuhkan pertimbangan desain khusus terhadap beban angin pada kolom-kolom distilasi yang Tinggi serta perlindungan ekstra terhadap korosi garam (*salt spray corrosion*) (Towler & Sinnott, 2021).



Gambar 1.3.3 PT Trans-Pacific Petrochemical Indotama (TPPI) Tuban
(Sumber : Google Maps, 2025)

1.3.4 Analisis Kuantitatif Pemilihan Lokasi

Berdasarkan analisis kualitatif terhadap parameter teknis di atas, dilakukan evaluasi kuantitatif menggunakan matriks keputusan (*decision matrix*) dengan metode pembobotan. Bobot setiap parameter ditentukan berdasarkan tingkat signifikansinya terhadap keberhasilan operasi pabrik NHT. Hasil penilaian disajikan secara komprehensif pada tabel sebagai berikut :

Tabel 1.3.1 Pembobotan dan Penilaian Lokasi Pabrik

Parameter Pemilihan Lokasi	Bobot	Pertamina RU IV Cilacap	Pertamina RU VI Balongan	TPPI Tuban
Ketersediaan Bahan Baku	0.3914	87 (33.97)	75 (28.43)	80 (31.31)
Aspek Utilitas	0.2253	80 (18.02)	70 (15.77)	70 (15.77)
Keadaan Tanah	0.2021	75 (15.16)	51 (10.30)	65 (13.13)
Aspek Iklim	0.1812	75 (13.59)	51 (9.23)	70 (12.68)
Total Skor	1.000	80.82	64.67	72.90

Keterangan skala penilaian:

- 0-25: Kurang Baik/Rekomendasi
- 26-50: Cukup Baik/Rekomendasi
- 51-75: Baik/Rekomendasi
- 76-100: Sangat Baik/Rekomendasi

Berdasarkan hasil evaluasi matriks keputusan pada Tabel 1.6.1, lokasi Pertamina RU IV Cilacap memperoleh total skor tertimbang tertinggi sebesar 80,82. Nilai ini secara signifikan mengungguli TPPI Tuban (72,90) dan Pertamina RU VI Balongan (64,67). Keunggulan utama Cilacap terletak pada jaminan pasokan bahan baku *Naphtha* yang superior. Sebagai kilang dengan kapasitas pengolahan terbesar di Indonesia (348.000 barel/hari), RU IV memiliki *excess capacity* dan fleksibilitas operasional yang memastikan pasokan *Straight Run Naphtha* (SRN) yang stabil dan kontinyu untuk pabrik NHT baru, meminimalkan risiko ketergantungan pada pasokan eksternal yang fluktuatif (Kementerian ESDM, 2023; PT Pertamina, 2023).

Selain itu, kematangan infrastruktur utilitas mendasar di kawasan industri Cilacap menjadi faktor kunci. Ketersediaan sistem pembangkit listrik, suplai *Hydrogen*, dan pabrik pengolahan air yang terintegrasi memungkinkan penerapan konsep *brownfield project*, di mana pabrik NHT baru dapat diintegrasikan dengan biaya investasi tambahan yang minimal (*minimum capital expenditure*) dibandingkan dengan membangun fasilitas baru (*greenfield*) di lokasi lain (Towler & Sinnott, 2021). Aspek geoteknik yang stabil di Lomanis, Cilacap, yang ditetapkan sebagai kawasan peruntukan industri, memberikan keunggulan dalam mitigasi risiko konstruksi dan biaya pondasi dibandingkan dengan risiko struktur tanah kapur di Tuban atau abrasi pantai di wilayah Balongan (Pemerintah Kabupaten Cilacap, 2021). Kondisi klimatologi yang relatif moderat di pesisir selatan Jawa juga turut berkontribusi pada efisiensi operasional sistem pendingin. Oleh karena itu, Kawasan Industri Pertamina RU IV Cilacap ditetapkan sebagai lokasi terpilih secara teknis dan ekonomis karena memenuhi kriteria utama perancangan pabrik kimia (Peters dkk., 2003).

1.4 Sarana Prasarana

Pabrik utilitas atau sarana penunjang merupakan bagian integral dan krusial dalam prarancangan pabrik *Naphtha Hydrotreating* (NHT) yang berfungsi untuk menjamin keberlangsungan operasional proses utama secara kontinyu, aman, dan efisien. Keandalan pabrik utilitas berbanding lurus dengan produktivitas pabrik, di mana kegagalan pasokan utilitas dapat menyebabkan *shutdown* yang tidak terencana dan kerugian ekonomi yang signifikan (Towler & Sinnott, 2021). Berdasarkan kebutuhan proses *hidrotreating* yang melibatkan reaksi eksotermis pada tekanan Tinggi serta kebutuhan pemisahan produk, unit utilitas pada pabrik ini dirancang untuk menyediakan kebutuhan air, uap air (*steam*), tenaga listrik, bahan bakar, dan udara instrumen. Perancangan sistem utilitas ini mengacu pada prinsip efisiensi energi dan pemenuhan regulasi lingkungan yang berlaku (Turton dkk., 2018).

1.4.1 Pabrik Penyediaan dan Pengolahan Air (*Water Supply and Treatment System*)

Air merupakan media pendukung utama dalam operasi pabrik NHT, yang berfungsi sebagai fluida pendingin, umpan boiler (*boiler Feed water*), serta kebutuhan domestik dan sanitasi. Ketersediaan air dengan kualitas yang memenuhi standar spesifikasi teknis sangat diperlukan untuk mencegah korosi, pembentukan kerak (*scaling*), dan pertumbuhan mikroorganisme pada peralatan penukar panas maupun perpipaan (Perry dkk., 2019). Sumber air direncanakan berasal dari badan air terdekat di kawasan industri yang dipilih, yang kemudian akan melalui tahapan pengolahan fisik dan kimia secara bertingkat.

Secara spesifik, kebutuhan air pada pabrik ini diklasifikasikan menjadi tiga kategori utama:

1. Air Pendingin (*Cooling Water*): Digunakan pada *Heat Exchanger* dan *Cooler* untuk mendinginkan aliran produk *Reactor* dan kolom fraksinasi. Sistem ini dirancang menggunakan menara pendingin (*Cooling Tower*) dengan sirkulasi tertutup (*closed-loop circulation*) untuk meminimalisasi konsumsi air bersih melalui mekanisme *make-up water* (Smith, 2016).

2. Air umpan boiler (*Boiler Feed Water/BFW*): Air ini memerlukan spesifikasi yang sangat ketat, yaitu bebas mineral (demineralisasi) dan gas terlarut (deaerasi) untuk mencegah korosi pada *tube boiler* dan menjaga kualitas *steam* yang dihasilkan. Proses pengolahan melibatkan pabrik *ion exchange* dan *deaerator* (Silla, 2003).
3. Air Sanitasi dan Umum: Digunakan untuk keperluan laboratorium, perkantoran, dan fasilitas keselamatan seperti *safety shower* dan *eye wash*, yang harus memenuhi baku mutu air bersih sesuai regulasi kesehatan (Indrawan, 2021).

1.4.2 Pabrik Penyediaan Steam (*Steam Generation System*)

Pabrik penyediaan *steam* pada pabrik NHT berfungsi vital sebagai media pemanas pada *Reboiler* kolom *stripper* dan *stabilizer* untuk memisahkan fraksi ringan (H_2S , NH_3 , dan *fuel gas*) dari produk *treated Naphtha*. Selain itu, *steam* juga digunakan sebagai tenaga penggerak (*driving force*) pada turbin pompa kritis dan sistem ejektor vakum jika diperlukan. Pemilihan tekanan *steam* (*Low Pressure* atau *Medium Pressure*) didasarkan pada optimasi neraca panas pabrik untuk mencapai efisiensi termal yang maksimal (Gary dkk., 2007).

Pembangkitan *steam* dilakukan menggunakan *Waste Heat Boiler* (WHB) yang memanfaatkan panas buang dari proses jika memungkinkan, serta dibantu oleh *auxiliary boiler* berbahan bakar gas. Pengintegrasian panas ini bertujuan untuk menurunkan biaya operasional utilitas sejalan dengan konsep *process integration* (Kemp, 2007). Kualitas *steam* dijaga ketat untuk menghindari *carry over* padatan yang dapat merusak sudu-sudu turbin atau menurunkan koefisien perpindahan panas pada alat penukar panas.

1.4.3 Pabrik Penyediaan Tenaga Listrik (*Electrical Power System*)

Tenaga listrik dibutuhkan untuk menggerakkan motor-motor pada pompa proses, *Recycle Gas Compressor*, kipas *air Cooler*, pencahayaan pabrik, serta sistem instrumentasi dan pengendalian terdistribusi (*Distributed Control System*). Keandalan pasokan listrik menjadi prioritas utama karena terhentinya aliran listrik pada pompa sirkulasi atau *Compressor* dapat memicu kondisi bahaya (*hazardous*

condition) akibat kenaikan tekanan atau temperatur yang tidak terkendali di dalam *Reactor* (Speight, 2019).

Sistem kelistrikan dirancang dengan sumber utama dari Perusahaan Listrik Negara (PLN) atau penyedia listrik kawasan industri, yang didukung oleh *Generator Set* (Genset) sebagai cadangan (*emergency power*). Selain itu, sistem *Uninterruptible Power Supply* (UPS) diinstalasi khusus untuk memproteksi sistem kontrol (DCS/ESD) dan instrumen kritis agar tetap beroperasi saat terjadi pemadaman listrik, sehingga prosedur *shut-down* darurat dapat dilakukan dengan aman (Liptak, 2017).

1.4.4 Pabrik Penyediaan Bahan Bakar (*Fuel System*)

Proses *Naphtha Hydrotreating* memerlukan temperatur reaksi yang Tinggi (sekitar 300–400°C), yang dicapai dengan memanaskan umpan *Naphtha* dan gas *Hydrogen* menggunakan *Fired Heater* (*Furnace*). Oleh karena itu, penyediaan bahan bakar yang stabil dan memiliki nilai kalor (*heating value*) yang konsisten sangat diperlukan untuk menjaga stabilitas temperatur *Reactor* (Parkash, 2010).

Sistem bahan bakar dirancang menggunakan kombinasi *fuel gas* yang dihasilkan dari produk samping pabrik NHT sendiri (setelah dipisahkan dari H₂S di pabrik *amine treating*) dan gas alam yang disuplai dari jaringan pipa eksternal. Penggunaan *fuel gas* internal merupakan strategi optimasi energi untuk mengurangi ketergantungan pada bahan bakar eksternal dan meminimalisasi limbah gas buang ke *flare*, sesuai dengan prinsip *cleaner production* (Speight, 2019).

1.4.5 Pabrik Penyediaan Udara Tekan (*Compressed Air System*)

Udara tekan pada pabrik ini memiliki fungsi strategis sebagai penggerak aktuator pada *control valve* (udara instrumen) dan kebutuhan pembersihan peralatan pabrik (udara pabrik). Udara instrumen mensyaratkan spesifikasi yang sangat ketat, yaitu harus kering (*Dew Point* rendah) dan bebas oli untuk mencegah kegagalan fungsi pada instrumen pneumatik yang dapat mengganggu pengendalian proses (Liptak, 2017).

Pabrik ini terdiri dari *Compressor* udara, tangki penampung (*receiver tank*), dan pabrik pengering udara (*air dryer*) tipe *adsorption* atau *refrigeration*.

Ketersediaan udara tekan juga dirancang dengan kapasitas berlebih dan sistem *buffer* untuk memastikan instrumen pengendali tetap berfungsi dalam posisi aman (*fail-safe*) apabila terjadi gangguan pada *Compressor* udara (Towler & Sinnott, 2021).

1.4.6 Pabrik Pengolahan Limbah (*Waste Treatment System*)

Operasi NHT menghasilkan produk samping berupa *sour water* (air yang mengandung H_2S dan NH_3) yang terbentuk dari injeksi air pencuci (*wash water*) untuk mencegah terbentuknya garam *amonium* di perpipaan efluen *Reactor*. Oleh karena itu, pabrik *Sour Water Stripper* (SWS) menjadi fasilitas utilitas wajib untuk memisahkan gas asam dari air sebelum air tersebut dikirim ke pabrik pengolahan limbah terpusat (*Waste Water Treatment Plant*) atau digunakan kembali (Gary dkk., 2007).

Selain limbah cair, sistem pengelolaan limbah gas melalui *Flare System* juga disediakan sebagai sarana pembuangan gas hidrokarbon secara aman pada kondisi darurat atau saat *start-up/shut-down*. Perancangan pabrik pengolahan limbah ini memastikan bahwa seluruh buangan pabrik memenuhi baku mutu lingkungan yang ditetapkan oleh Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan (KLHK) serta standar internasional yang relevan (Indrawan, 2021; Speight, 2019).