

+ CD
SOE 2009

**Kajian Pembangunan Terminal Penerima Gas Alam Cair
di Pulau Jawa**

TESIS

Oleh:

AFDAL

0606004016



T
24647

**MANAJEMEN GAS
PROGRAM PASCA SARJANA
DEPARTEMEN TEKNIK KIMIA
FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS INDONESIA
GENAP 2007/2008**

**PERPUSTAKAAN
UNIVERSITAS INDONESIA**

**Kajian Pembangunan Terminal Penerima Gas Alam Cair
di Pulau Jawa**

TESIS

Oleh:

AFDAL

0606004016



**THESIS INI DIAJUKAN UNTUK MELENGKAPI
SEBAGIAN PERSYARATAN MENJADI MAGISTER TEKNIK**

**MANAJEMEN GAS
PROGRAM PASCA SARJANA
DEPARTEMEN TEKNIK KIMIA
FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS INDONESIA
GENAP 2007/2008**

PERNYATAAN KEASLIAN THESIS

Saya menyatakan dengan sesungguhnya bahwa thesis dengan judul:

KAJIAN PEMBANGUNAN TERMINAL PENERIMA GAS ALAM CAIR DI PULAU JAWA

yang dibuat untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Magister Teknik pada Kekhususan Manajemen Gas Program Studi Teknik Kimia Program Pasca Sarjana Universitas Indonesia, sejauh yang saya ketahui bukan merupakan tiruan atau duplikasi dari thesis yang sudah dipublikasikan dan atau pernah dipakai untuk mendapatkan gelar kesarjanaan di lingkungan Universitas Indonesia maupun di Perguruan tinggi atau Instansi manapun, kecuali bagian yang sumber informasinya dicantumkan sebagaimana mestinya

Depok, 15 Juli 2008



Afdal

NPM 0606004016

PENGESAHAN

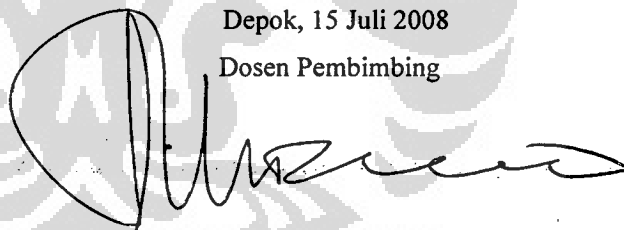
Thesis dengan judul:

KAJIAN PEMBANGUNAN TERMINAL PENERIMA GAS ALAM CAIR DI PULAU JAWA

dibuat untuk melengkapi sebagian persyaratan menjadi Magister Teknik pada Kekhususan Manajemen Gas Program Studi Teknik Kimia Departemen Teknik Kimia Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Thesis ini telah disetujui untuk diajukan dalam sidang ujian thesis.

Depok, 15 Juli 2008

Dosen Pembimbing



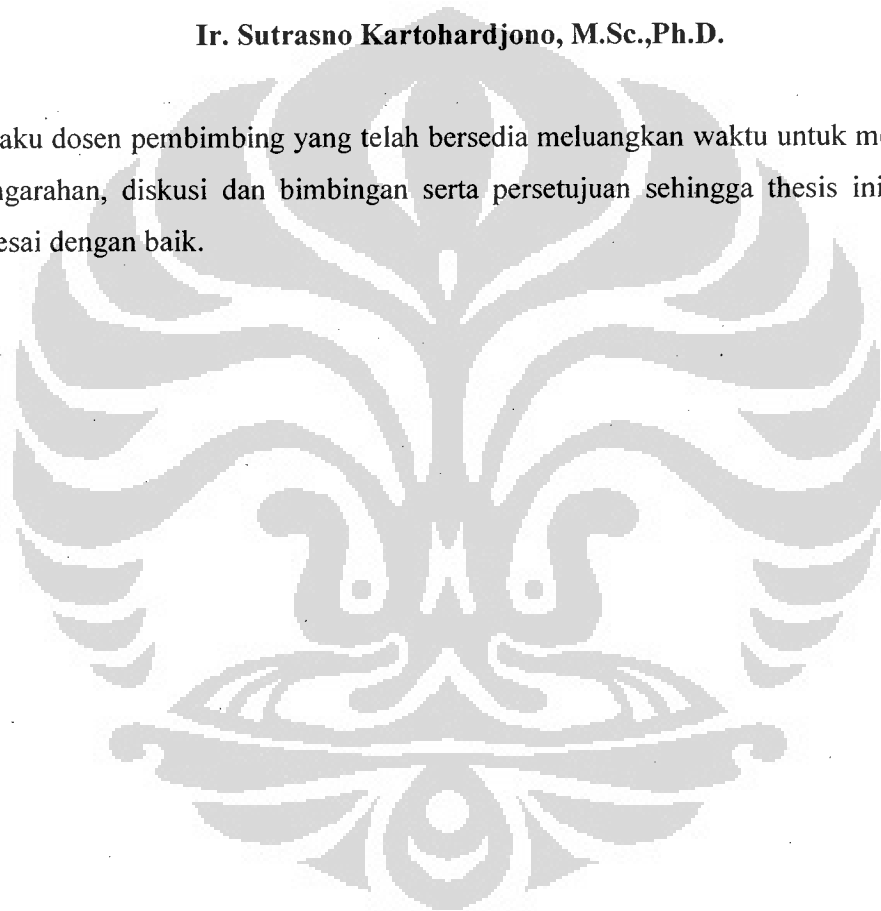
Ir. Sutrasno Kartohardjono, M.Sc., Ph.D

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada:

Ir. Sutrasno Kartohardjono, M.Sc.,Ph.D.

Selaku dosen pembimbing yang telah bersedia meluangkan waktu untuk memberi pengarahan, diskusi dan bimbingan serta persetujuan sehingga thesis ini dapat selesai dengan baik.



Afdal NPM 0606004016 Departemen Teknik Kimia	Dosen Pembimbing Ir. Sutrasno Kartohardjono, M.Sc.,Ph.D.
--	---

**KAJIAN PEMBANGUNAN TERMINAL PENERIMA
GAS ALAM CAIR DI PULAU JAWA**

ABSTRAK

Permintaan gas untuk pelanggan industri dan pembangkit listrik di pulau Jawa cukup besar dan kondisinya saat ini masih belum seimbang antara pasokan dan permintaan. Oleh karena itu Pemerintah perlu memprioritaskan lebih banyak alokasi gas untuk penggunaan domestik dalam rangka menghadapi kekurangan gas tersebut. Dalam rangka memenuhi permintaan gas di dalam negeri, khususnya di sektor pembangkit listrik dan industri di wilayah pulau Jawa, maka perlu dibangun infrastruktur baik berupa jaringan pipa yang menghubungkan sumber gas ke pemakai maupun fasilitas non jaringan pipa.

Terminal Penerima (*Receiving Terminal*) dapat dipergunakan untuk mengantisipasi kenaikan permintaan gas bumi di pulau Jawa serta untuk jaminan pasokan gas di pulau Jawa. Dalam tulisan ini akan mengevaluasi kelayakan pembangunan Terminal Penerima gas alam cair dengan satu teknologi yang dipilih di pulau Jawa dengan mempertimbangkan aspek teknik dan komersial.

Tahapan yang dilakukan adalah dengan menganalisa permintaan dan pasokan gas (*gas balance*), penentuan teknologi yang dipilih, lokasi Terminal, pengadaan LNG, disain dasar fasilitas, transportasi LNG, analisa ekonomi, kesimpulan dan saran.

Kata kunci : Terminal penerima, LNG

DAFTAR ISI

	Halaman
PERNYATAAN KEASLIAN THESIS	ii
PENGESAHAN	iii
UCAPAN TERIMA KASIH.....	iv
ABSTRAK	v
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR SINGKATAN	xii
BAB I	1
PENDAHULUAN.....	1
1.1 LATAR BELAKANG	1
1.2 PERUMUSAN MASALAH	2
1.3 TUJUAN PENELITIAN.....	3
1.5 SISTEMATIKA PENULISAN.....	4
BAB II.....	6
TINJAUAN PUSTAKA.....	6
2.1 PENDAHULUAN.....	6
2.1.1 Kebijakan Energi Nasional	8
2.2 GAS ALAM DAN PEMANFAATANNYA	9
2.2.1 Utilisasi Gas Bumi Nasional	12
2.2.2 Neraca Gas Nasional	13
2.2.3 Permintaan Gas di Pulau Jawa terkait LNG RT.....	14
2.2.4 Pasokan Gas untuk Pulau Jawa terkait Terminal Penerima LNG..	15
2.2.5 Pasar dan Perdagangan LNG	19
2.2.6 Kontrak Penjualan dan Harga LNG	23
2.3 TRANSPORTASI GAS ALAM	24
2.3.1 Infrastruktur Terminal Penerima LNG.....	26
2.3.1.1 Fasilitas Terminal Penerima LNG	28
2.3.2 KEEKONOMIAN.....	39
2.3.3 Estimasi Biaya Modal dan Operasional	41
2.3.4 Analisa Keekonomian	45
BAB III.....	48
METODOLOGI	48
3.1 TAHAPAN PENELITIAN	48
3.1.1 Analisa <i>Supply – Demand</i> Gas.....	48
3.1.2 Tinjaun Teknologi.....	49
3.1.3 Pemilihan Lokasi.....	50
3.1.4 Disain Dasar Fasilitas.....	51
3.1.5 Kapasitas Terminal/Pasokan	52
3.1.6 Transportasi LNG.....	53

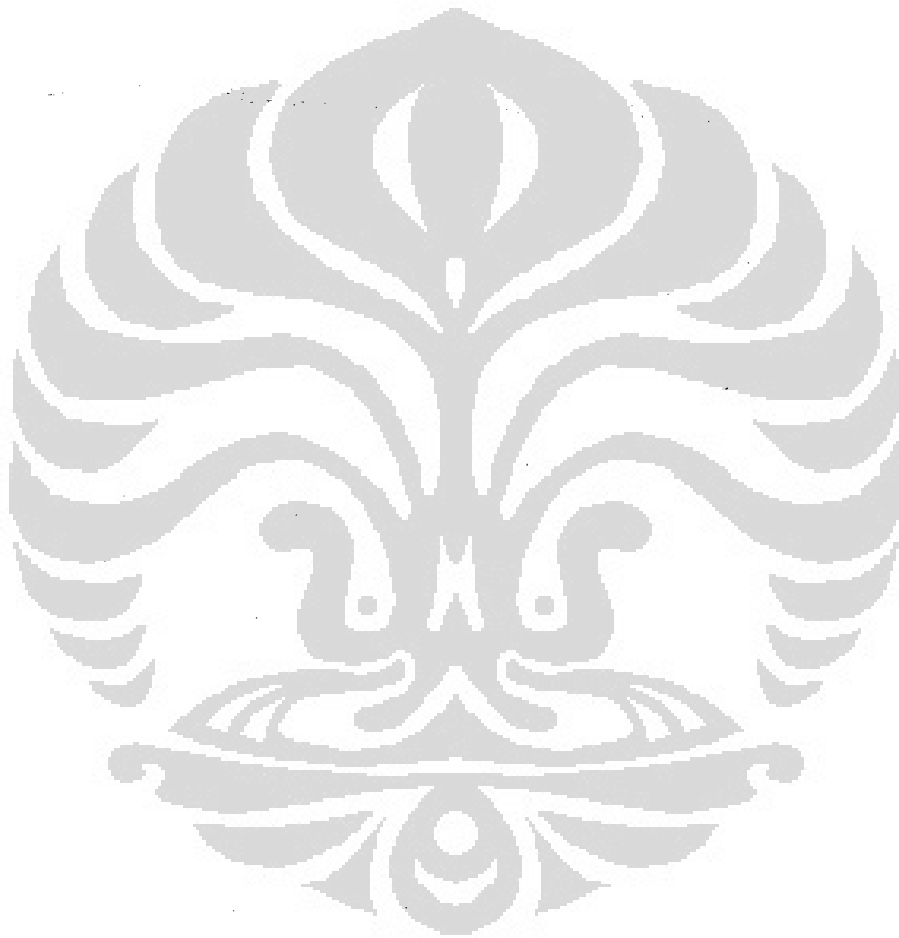
3.1.7	Analisa Ekonomi.....	55
3.2	ASUMSI YANG DIGUNAKAN.....	56
BAB IV		59
PEMBAHASAN		59
4.1	ANALISA SUPPLY DAN DEMAND.....	59
4.2	TINJAUAN TEKNOLOGI.....	63
4.3	ANALISA LOKASI.....	65
4.4	DISAIN FASILITAS TERMINAL.....	66
4.4.1	Fasilitas Pelabuhan dan Dermaga	67
4.4.2	Fasilitas Tanki Penyimpan LNG	68
4.4.2.1	Kapasitas Tanki/Terminal	68
4.4.3	Penanganan Uap BOG	69
4.4.4	Sistem Pompa LNG.....	70
4.4.5	Fasilitas Evaporizer.....	70
4.4.6	Fasilitas Utilitas dan Offsite.....	71
4.4.6.1	Pembangkit Listrik dan Trafo	72
4.4.6.2	Pembangkit Listrik Cadangan	72
4.4.6.3	Sistem Sampling.....	72
4.4.6.4	Fasilitas Bahan Bakar Minyak	73
4.4.6.5	Pipa Pengaliran dan Pemasukan Air (Water intake dan discharge - Fasilitas Air Laut)	73
4.4.6.6	Fasilitas Instrumentasi.....	73
4.4.6.7	Fasilitas Nitrogen	73
4.4.6.8	Fasilitas Odorisasi	74
4.4.6.9	Fasilitas Metering.....	74
4.4.6.10	Pemadam Kebakaran.....	74
4.4.6.11	Lubang Pembakaran (Flare stack) dan Lubang Angin (Vent Stack)	74
4.4.6.12	Fasilitas Pasokan Air Bersih	74
4.4.6.13	Bangunan-Bangunan	75
4.4.7	Standar dan Code dan Peraturan yang Digunakan	75
4.5	TRANSPORTASI (SHIPPING) LNG	75
4.6	ESTIMASI BIAYA	76
4.6.1	Biaya Modal (Capital Expenditure, CAPEX)	76
4.6.1.1	Biaya Konstruksi.....	76
4.6.1.2	Inisial Modal Kerja	76
4.6.1.3	Biaya Pra-operasi	77
4.6.1.4	Jadwal Pembayaran (Schedule Disbursement)	78
4.6.2	Biaya Operasi (Operational expenditures/OPEX)	78
4.7	ANALISA KEEKONOMIAN	81
4.7.1	Asumsi Keekonomian	81
4.7.1.1	Asumsi-asumsi	81
4.7.1.1.1	Tahun Proyek	81
4.7.1.1.2	Operasi Terminal Tahunan.....	82
4.7.1.1.3	Nilai Tukar	82
4.7.1.1.4	Kapasitas Disain dari Terminal Penerima LNG yang dipasang.....	82
4.7.1.1.5	Jumlah Penjualan Gas Alam Tahunan	82
4.7.1.1.6	Jumlah Pembelian LNG Tahunan	82

4.7.1.1.7	Harga Penjualan Gas	82
4.7.1.1.8	Harga Pembelian LNG	83
4.7.1.1.9	Biaya-Biaya Utilitas Tahunan	83
4.7.1.1.10	Biaya Tenaga Kerja Tahunan	84
4.7.1.1.11	Biaya overhead dan Manajemen Tahunan	84
4.7.1.1.12	Biaya Pemasaran/Marketing Tahunan	84
4.7.1.1.13	Biaya Pemeliharaan Tahunan	84
4.7.1.1.14	Biaya Asuransi Tahunan	84
4.7.1.1.15	Total Biaya Modal	85
4.7.1.1.16	Rasio Modal/Utang	85
4.7.1.1.17	Kondisi Keuangan	85
4.7.1.1.18	Jadwal Pembayaran Untuk Konstruksi	86
4.7.1.1.19	Depresiasi dan Amortisasi	86
4.7.1.1.20	Perpajakan	86
4.7.1.1.21	Eskalasi	86
4.7.2	Hasil Kalkulasi Arus Kas	86
4.7.3	Analisa Sensitivitas	88
4.7.3.1	IRR vs Penjualan Gas Harga FOB	89
4.7.3.2	IRR vs Harga FOB LNG	90
4.7.3.3	IRR vs Biaya Kosntruksi Terminal	90
BAB V	93
KESIMPULAN DAN SARAN	93
5.1	KESIMPULAN	93
5.2	SARAN	94
DAFTAR ACUAN	97
LAMPIRAN	99

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1.1 Diagram Alir Terminal Penerima LNG	4
Gambar 2.1 Perbandingan harga minyak dan gas dunia	8
Gambar 2.2 Cadangan gas bumi Indonesia per 1 Januari 2005	9
Gambar 2.3 Energi mix nasional 2025 (DESDM)	9
Gambar 2.4 Skema proses pengolahan gas (Chandra, 2006).....	11
Gambar 2.5 Utilisasi gas bumi di Indonesia tahun 2007 (sumber DitJend Migas) 12	
Gambar 2.6 <i>Supply</i> dan <i>Demand</i> Gas Bumi (Contracted, Comitted dan Potential) untuk regional utama di Indonesia (DitJend Migas).....	14
Gambar 2.7 Grafik Total <i>Forecast</i> Permintaan Gas Alam di Pulau Jawa (JBIC PGN)	15
Gambar 2.8 Lokasi dan kapasitas kilang LNG di Indonesia (DitJend Migas).....	17
Gambar 2.9 Gambar penjualan LNG Indonesia (ESDM,2005).....	18
Gambar 2.10 Rantai operasi LNG Kalimantan Timur	19
Gambar 2.11 Struktur pasar dan wilayah produksi LNG dunia - tahun 2006 (DitJend Migas).....	22
Gambar 2.12 Struktur pasar dan wilayah produksi LNG dunia - tahun 2015 (DitJend Migas).....	22
Gambar 2.13 Keekonomian jaringan pipa vs tanker LNG untuk mode transportasi (Chandra, 2006).....	25
Gambar 2.14 Diagram alir proses pada terminal <i>LNG Receiving</i> , disederhanakan (Tarakad).....	29
Gambar 2.15 Gambar Loading Arms (SVT).....	30
Gambar 2.16. Sistem tanki LNG tipe Single Containment (Tarakad)	31
Gambar 2.17 Sistem tanki LNG tipe Double Containment (Tarakad).....	31
Gambar 2.18 Sistem tanki LNG tipe Full Containment (Tarakad).....	32
Gambar 2.19 Pompa LNG (Tokyo Boeki).....	33
Gambar 2.20 Komponen utama Open Rack seawater vaporizer	36
Gambar 2.21 Submerged combustion vaporizer (T – Thermal)	36
Gambar 2.22 Cave point vaporizer (USA).....	37
Gambar 2.23 Skematik dari Shell dan Tube Vaporizer dengann Fluida Intermediet (Tarlowski).....	37
Gambar 3. 1. Metodologi penulisan.....	48
Gambar 3. 2. Kapal pembawa LNG 145.000 m ³ , Kawasaki HI	54
Gambar 3. 3 Peralatan utama terminal penerima LNG.....	55
Gambar 4. 1 Neraca gas bumi dan LNG di Jawa Barat (<i>Sumber PGN</i>)	59
Gambar 4. 2 Neraca gas bumi dan LNG di Jawa Timur (<i>Sumber PGN</i>)	60

Gambar 4. 3 Pasokan dan permintaan Gas untuk Jawa Barat (sumber: <i>FS LNG receiving terminal PLN 2005</i>).....	61
Gambar 4. 4 Open rack evaporizer (Tarlowski).....	71
Gambar 4. 5 Submerged combustion evaporizer (Tarlowski).....	71
Gambar 4. 6 Sensitivitas - IRR vs Penjualan gas Harga FOB.....	91
Gambar 4. 7 Sensitivitas - IRR vs LNG harga FOB.....	91
Gambar 4. 8 Sensitivitas - IRR vs Biaya konstruksi terminal.....	92



DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 2. 1 Komposisi sumber energi dari 10 negara konsumen energi terbesar dunia, ditambah dengan Indonesia sebagai perbandingan (<i>BP</i> diolah).....	7
Tabel 2. 2 Komponen utama hidrokarbon gas alam.....	10
Tabel 2. 3 Spesifikasi dan komposisi LNG.....	11
Tabel 2. 4 Parameter skenario untuk <i>Forecast</i> Permintaan Gas (JBIC-PGN).....	14
Tabel 2. 5 Kontrak-kontrak LNG Indonesia (DitJend Migas).....	20
Tabel 2. 6 Pergerakan perdagangan LNG 2006 (website <i>BP</i>).....	21
Tabel 2. 7 Biaya indikatif rantai nilai LNG (Chandra, 2006).....	25
Tabel 2. 8 World LNG Containment System (Suprpto.Yoga P).....	33
Tabel 2. 9 Komponen Biaya Terminal Regasifikasi LNG (Tarlowski).....	39
Tabel 2.10. Rincian Biaya dari Studi Terakhir untuk Lokasi Asia Selatan (Tarakad).....	42
Tabel 2.11. Data Biaya dari Tabel 2.10 (d disesuaikan untuk konfigurasi berbeda) (Tarakad).....	43
Tabel 3. 1 Faktor disain dan teknologi yang dapat digunakan.....	51
Tabel 3. 2 Tabel Karakteristik of trips (Widodo W Purwanto – UI).....	55
Tabel 4.1 Permintaan LNG untuk Terminal.....	62
Tabel 4.2 Biaya modal beberapa proyek terminal LNG Onshore.....	63
Tabel 4.3 Rincian biaya konstruksi.....	77
Tabel 4.4 Disbursement Schedule.....	78
Tabel 4.5 Jumlah staff operasional terminal dan biaya tenaga kerja.....	79
Tabel 4.6 Annual OPEX.....	80
Tabel 4.7 Ringkasan hasil kalkulasi arus kas.....	88

DAFTAR SINGKATAN

A/T	After Tax
B/T	Before Tax
bbbl	Barrels
BCF	Billion Cubic Feet
BOE	Barrels of Oil Equivalent
BOG	Boill Off Gas
BP MIGAS	Badan Pelaksana Kegiatan Hulu Minyak dan Gas Bumi
BPH MIGAS	Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi
BP-ONWJ	Beyond Petroleum-Offshore North West Java
BSCFD	Billion Standard Cubic Feet per Day
BTU	British Thermal Unit
cbm	Cubic meter
CAPEX	Capital Expenditures – investment amount
CIF	Cost, Insurance and Freight
CNOOC	China National Offshore Oil Corporation
FOB	Free on Board
GDP	Gross Domestic Product
GHV	Gross Heating Value
IPP	Independent Power Producer
IRR	Internal Rate of Return
IRROE	Internal Rate of Return on Equity
IRROI	Internal Rate of Return on Investment
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
KT	Kilo Ton
KTPA	Kilo Ton per Annum
KVA	Kilovolt Ampere
KW	Kilowatt

KWH	Kilowatt Hour
LNG	Liquefied Natural Gas
MMBTU	Million British Thermal Unit
MMCFD	Million Cubic Feet Per Day
MMSCFD	Million Standard Cubic Feet Per Day
MT	Metric Ton
MTPA	Million Ton Per Annum
MW	Mega Watt
MWH	Mega Watt Hours
Nm ³	Normal Meter Kubik
O&M	Operation and Maintenance
OPEX	Operational expenditures-Operation and Maintenance Costs
ORV	Open Rack Vaporizer
PC	Pre-Stressed Concrete
PGN	PT Perusahaan Gas Negara (Persero)
PLN	PT Perusahaan Listrik Negara (Persero)
PLTG	Pusat Listrik Tenaga Gas
SC	Submerged Combustion
SCF	Standard Cubic Feet
SCV	Submerged Combustion Vaporizer
SVT	Schwelm Verladetechnik GmbH
TCF	Trillion Cubic Feet
TSCF	Trillion Standard Cubic Feet
TPA	Ton per Annum

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Secara umum pada saat ini di Indonesia mengalami kekurangan pasokan (supply) energi untuk memenuhi permintaan di sektor industri dan pembangkit listrik. Pada dasarnya pemenuhan sektor industri dan pembangkit listrik ini secara langsung akan mempengaruhi sektor ekonomi lainnya. Ini berarti aktivitas yang dilakukan untuk pengembangan sumber-sumber energi dan pemenuhan kekurangan *supply* energi layak untuk didukung oleh semua pihak.

Gas bumi sebagai salah satu sumber energi yang potensial untuk dikembangkan karena murah dan ramah lingkungan. Permintaan gas sebagai energi meningkat semenjak kenaikan harga bahan bakar minyak (BBM) yang diterapkan oleh Pemerintah Indonesia. Kebanyakan industri dan pembangkit listrik pengguna energi bahan bakar minyak beralih ke energi gas untuk mengatasi biaya produksi yang meningkat tajam. Adapun sebagai perbandingan harga bahan bakar gas diperoleh dengan harga USD 5,5/MMBTU (harga jual gas PGN tahun 2007) setara dengan USD 28,6/MMBTU harga minyak solar (HSD Pertamina Rp 9369/liter per 15 Mei 2008). Dengan efisiensi yang sudah kelihatan dari harga perolehan tersebut diatas maka sudah dapat dipastikan kebanyakan industri akan beralih ke energi gas.

Namun meningkatnya penggunaan pemakaian energi gas tersebut menimbulkan konsekwensi akan terbatasnya pasokan gas, terutama di pulau Jawa sebagai pengguna energi terbesar di Indonesia. Permasalahan timbul karena kebanyakan sumber gas berada diluar pulau Jawa itu sendiri. Sehingga Pemerintah Indonesia sebagai pengatur penggunaan energi gas di Indonesia harus mampu untuk mengatasi permasalahan yang akan timbul akibat dampak berkurangnya pasokan gas untuk pulau Jawa tersebut.

Upaya yang sedang dilakukan untuk memenuhi permintaan gas di pulau Jawa adalah dengan melakukan pembangunan infrastruktur yang menghubungkan sumber-sumber gas bumi diluar pulau Jawa ke pulau Jawa. Pembangunan pipa transmisi yang sedang dilakukan saat ini oleh PT. PGN (Persero), Tbk salah satu perusahaan distribusi dan transmisi gas bumi nasional adalah proyek SSWJ (South Sumatera West Java) yang menghubungkan sumber gas di Sumatera Selatan ke Jawa Bagian Barat sepanjang 1.041 kilometer dengan kapasitas penyaluran 650 MMSCFD mulai tahun 2011 hingga tahun 2017 dan diharapkan selesai keseluruhan pemasangannya pada Oktober 2008 ini. Proyek lainnya adalah pembangunan pipa transmisi Kalimantan Timur – Jawa Tengah dengan kapasitas 1000 MMSCFD yang saat ini masih belum dimulai pembangunannya. Pasokan gas bumi ke pulau Jawa melalui upaya-upaya tersebut masih belum mampu untuk memenuhi permintaan gas untuk pulau Jawa sampai tahun 2015. Sumber gas lain di Indonesia yang bisa dijadikan andalan untuk mengatasi hal itu adalah cadangan gas bumi Tangguh (Papua Barat). Akan tetapi dikarenakan jarak yang relatif jauh dari pulau Jawa (lebih dari 2800 Km) dan kondisi medan yang didominasi oleh lautan, maka penyaluran gas bumi dalam bentuk cair (Liquified Natural Gas/LNG) lebih prospektif daripada melalui jaringan pipa transmisi.

Sistem transportasi gas bumi dalam bentuk LNG membutuhkan kapal tanker pengangkut LNG dan Terminal Penerima. Terminal ini akan berfungsi sebagai tempat penerimaan LNG dari kapal tanker, sebagai tempat penyimpanan dan sebagai tempat terjadinya proses regasifikasi LNG dan pengiriman ke jaringan pipa transmisi.

Dari sisi pemanfaatan, Terminal Penerima gas alam cair (LNG Receiving Terminal) akan lebih bermanfaat untuk jangka panjang karena Terminal Penerima dapat menerima pasokan dari berbagai macam sumber dibandingkan dengan moda transportasi menggunakan pipa transmisi yang sangat tergantung dari sumber gas yang terbatas atau yang sudah berkurang (*decline*).

1.2 PERUMUSAN MASALAH

Pemerintah melalui Rapat Koordinasi yang dipimpin oleh Wakil Presiden RI tanggal 6 Maret 2008, dan dihadiri oleh Menteri ESDM, Menteri BUMN,

Kepala BP MIGAS, Dirut PGN, Dirut Pertamina serta Dirut PLN, telah menetapkan beberapa langkah-langkah sebagai berikut:

Dalam rangka pemenuhan permintaan gas di Jawa Bagian Barat dan Jawa Bagian Timur, akan segera dibangun fasilitas terminal penerima gas alam cair yang berfungsi sebagai penyimpanan (*storage* LNG) untuk kemudian didistribusikan kembali melalui jaringan pipa setelah dilakukan regasifikasi.

Sebagai langkah awal, Terminal Penerima gas alam cair yang akan dibangun berkapasitas sebesar 3 juta ton LNG per tahun (3 MTPA) atau setara dengan 400 juta kaki kubik per hari (400 MMSCFD) dengan pasokan berasal dari Total (Bontang) dan BP (Tangguh).

Melihat hal ini, maka penulis bermaksud untuk mengkaji kemungkinan pembangunan Terminal Penerima gas alam cair di Indonesia khususnya untuk lokasi pulau Jawa. Adapun permasalahan yang menjadi fokus adalah untuk melakukan kajian dalam rangka menyiapkan suatu fasilitas yang dapat menerima dan menyimpan LNG serta meregasifikasikannya kembali sebelum digunakan atau disalurkan ke jaringan pipa transmisi.

1.3 TUJUAN PENELITIAN

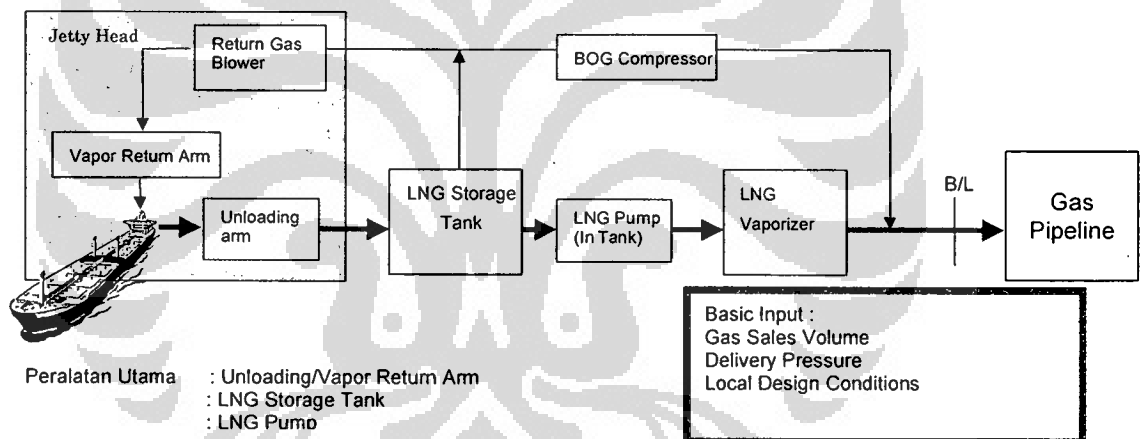
Tujuan dari penulisan dengan tema ini adalah untuk mengevaluasi kelayakan pembangunan Terminal Penerima gas alam cair dengan satu teknologi yang dipilih di pulau Jawa dengan mempertimbangkan aspek teknik dan komersial.

1.4 BATASAN MASALAH

Filosofi operasi dan disain Terminal, membutuhkan kehandalan yang tinggi (*extreme high reliability*) dengan ukuran luasan yang besar dalam rangka keamanan (*safeguard*) sehingga diperlukan kebijakan untuk menyiapkan penyimpanan gas alam cair (*LNG storage*) untuk beberapa minggu atas interupsi yang tidak diharapkan pada saat pengapalan LNG. Selanjutnya reliabilitas tinggi diperlukan juga untuk peralatan cadangan yang dipasang untuk servis utama seperti penguapan (*vaporization*) LNG. Komponen-komponen utama dari terminal regasifikasi LNG dapat dilihat pada gambar 1.1 dibawah ini.

Untuk mendapatkan hasil penelitian yang spesifik dan terarah, maka diberikan beberapa batasan-batasan masalah sebagai berikut.

- Umur disain Terminal Penerima gas alam cair
- Lama operasi Terminal Penerima gas alam cair
- Kapasitas Terminal
- Teknologi Permanen
- Operasi penerimaan (Receiving operation)
- Penyimpanan Darurat (Emergency Storage)
- Kapasitas operasi penyimpanan
- Liquid specific gravity LNG
- Jarak transportasi diukur dari masing-masing titik pasokan LNG ke pasar yang ada sekarang serta pasar potensial di domestik (pulau Jawa).



Gambar 1.1 Diagram Alir Terminal Penerima LNG

1.5 SISTEMATIKA PENULISAN

Untuk memudahkan pembahasan, maka penulisan ini dibagi menjadi 5 bab yang saling terkait antara satu dengan yang lainnya. Adapun sistematika penulisannya dapat diuraikan sebagai berikut.

Bab I: Pendahuluan memberikan penjelasan mengenai latar belakang permasalahan, perumusan permasalahan, tujuan penelitian, batasan masalah, metodologi penelitian yang dilengkapi diagram alir, serta sistematika penulisan.

Pada dasarnya bagian ini menjelaskan siapa, apa, bagaimana, kapan, di mana, dan mengapa penelitian ini dilakukan.

Bab II : Tinjauan Pustaka menjelaskan mengenai teori yang berkaitan dalam perencanaan Terminal Penerima LNG. Dijelaskan data-data yang dibutuhkan dalam pembuatan Terminal Penerima LNG yang antara lain berupa data cadangan gas di Indonesia, data historis permintaan gas di Indonesia dan ekspor, biaya masing-masing peralatan Terminal Penerima LNG, biaya operasi dan struktur pengoperasian Terminal Penerima LNG, serta data lainnya yang terkait dengan Terminal Penerima LNG.

Bab III : Metodologi menjelaskan asumsi-asumsi yang digunakan terkait disain Terminal Penerima LNG yang akan dilakukan terkait aspek-aspek teknik dan aspek-aspek ekonomi sebagai tujuan akhir dari pembangunan Terminal Penerima LNG.

Bab IV : Hasil dan pembahasan terhadap perhitungan keekonomian sesuai asumsi-asumsi yang digunakan.

Bab V : Kesimpulan dan saran.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 PENDAHULUAN

Sepuluh negara konsumen energi terbesar di dunia menjadikan minyak, batubara dan gas alam sebagai penopang utama permintaan energinya. Diantaranya lima negara yang menjadikan minyak sebagai sumber utama pemenuhan energinya yaitu Amerika Serikat, Jepang, Jerman, Kanada dan Korea Selatan. Federasi Rusia dan Inggris menjadikan gas alam sebagai pemasok terbesar permintaan energi dalam negerinya, sementara Cina dan India menggunakan batu bara sebagai penopang utama pemenuhan permintaan energinya. Indonesia sendiri dengan jumlah penduduk terbesar keempat didunia setelah Cina, India dan Amerika Serikat berada pada posisi ke 20 pada tingkat konsumsi energi dunia dengan total konsumsi sebesar 1,1 persen dari total energi dunia. Perbandingan sumber-sumber energi dari sepuluh konsumen energi terbesar dunia tersebut bisa dilihat pada tabel 2.1 dengan tambahan data konsumsi energi Indonesia.

Di Indonesia produksi dari tiap-tiap sumber utama energi minyak, gas alam dan batubara telah melebihi dari konsumsi dalam negerinya. Produksi minyak Indonesia yang sebenarnya melebihi konsumsi dalam negeri (produksi pada tahun 2004 berjumlah 55,1 juta ton lebih tinggi dibandingkan konsumsi 54,7 juta ton). Namun produksi minyak dalam negeri berdasarkan data dari Direktorat Jenderal Minyak dan Gas, dalam lima tahun menurun 11%. Pada tahun 2000, produksi minyak mencapai 9,8 miliar barel, namun pada tahun 2005 merosot menjadi 8,3 miliar barel. Disisi lain, konsumsi BBM pada tahun 2005 mencapai 70 juta kilo liter, dan terus bertambah dengan kecepatan rata-rata 5 juta kilo liter.

Tabel 2. 1 Komposisi sumber energi dari 10 negara konsumen energi terbesar dunia, ditambah dengan Indonesia sebagai perbandingan (*BP diolah*)

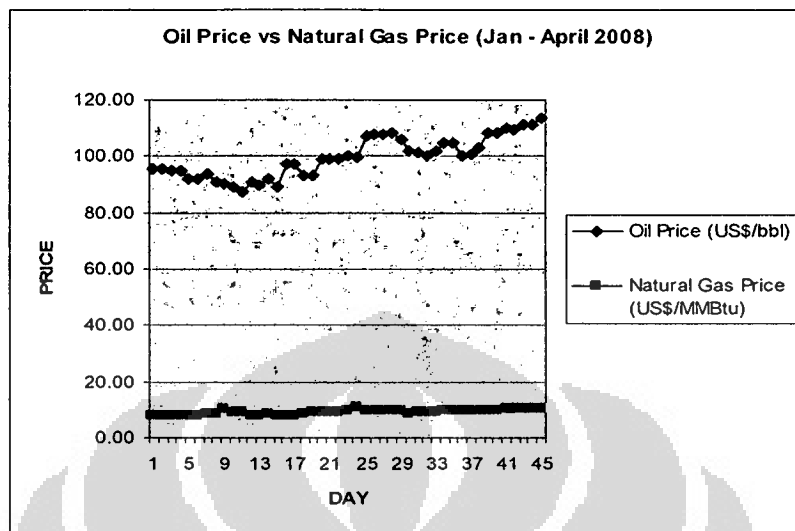
No	Negara	Minyak	Gas Alam	Batubara	Energi Nuklir	Hidro Elektrik	Total	%
1	USA	937.6	582	564.3	187.9	59.8	2331.6	22.8%
2	China	308.6	35.1	956.9	11.3	74.2	1386.1	13.6%
3	Federal Rusia	128.5	361.8	105.9	32.4	40	668.6	6.5%
4	Japan	241.5	64.9	120.8	64.8	22.6	514.6	5.0%
5	India	119.3	28.9	204.8	3.8	19	375.8	3.7%
6	Germany	123.6	77.3	85.7	37.8	6.1	330.5	3.2%
7	Canada	99.6	80.5	30.5	20.5	76.4	307.5	3.0%
8	France	94	40.2	12.5	101.4	14.8	262.9	2.6%
9	United Kingdom	80.8	88.2	38.1	18.1	1.7	226.9	2.2%
10	South Korea	104.8	28.4	53.1	29.6	1.3	217.2	2.1%
20	Indonesia	54.7	30.3	22.2	0	2.5	109.6	1.1%

Dari konsumsi sebesar itu, sektor transportasi menjadi konsumen terbesar, dengan tingkat konsumsi 30 juta kilo liter (47%). Lalu diikuti oleh sektor rumah tangga 15 juta kilo liter (20%), Industri 12 juta kilo liter (19%), dan pembangkit listrik 8 juta kilo liter (14%).

Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) dalam pengelolaan Energi Nasional melaporkan bahwa dengan produksi minyak saat ini dan perjanjian bagi hasil yang sedang berlaku, Indonesia harus mengimpor minyak mentah sebesar 487 ribu barel per hari dan produksi minyak sebesar 212 ribu barel per hari, melebihi besar ekspor minyak mentahnya sebesar 514 ribu barel per hari. Kondisi besarnya impor minyak inilah yang membuat kenaikan harga minyak mentah dunia yang sempat menyentuh level 70 US\$ per barel menjadi sangat memberatkan APBN ditahun 2005 lalu. Apalagi saat ini, tahun 2008 kenaikan harga minyak dunia sudah melewati level diatas 100 US\$ per barel seperti tergambar pada gambar 2.1 grafik dibawah ini. Melonjaknya harga minyak dunia ini secara tidak langsung diikuti oleh kenaikan harga gas alam dunia yang telah mencapai harga USD. 10 per MMBTU.

Dengan berkembangnya harga minyak dunia yang cenderung meningkat dan fluktuatif serta kemampuan produksi minyak secara nasional yang semakin

menurun akan dapat menjadi faktor ancaman terhadap keamanan pasokan energi didalam negeri.



Gambar 2.1 Perbandingan harga minyak dan gas dunia (sumber *bloomberg* diolah)

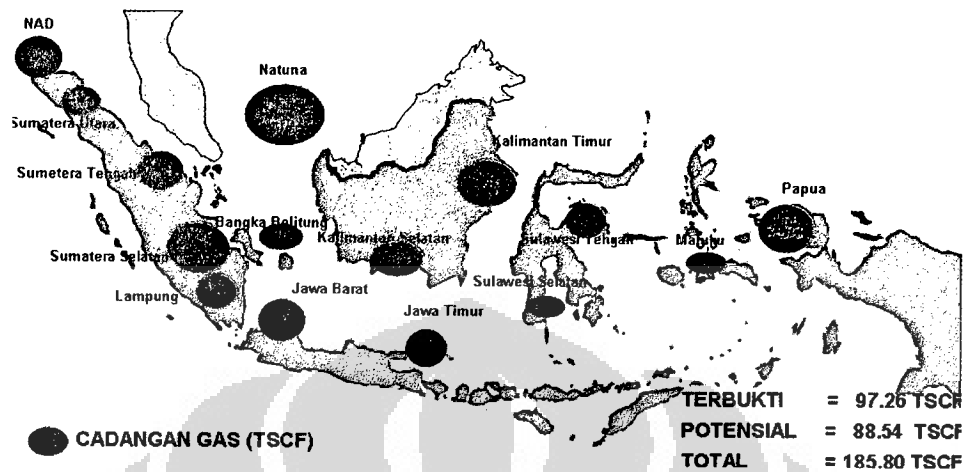
2.1.1 Kebijakan Energi Nasional

Melihat ketergantungan yang sangat tinggi dari minyak sudah saatnya Indonesia mengikuti pola kebijakan yang mengutamakan sumber utama energi yang didapat dari sumber pasokannya stabil baik ketersediaannya di dalam negeri maupun harganya. Gas alam sebagai sumber energi, bahan baku dan sumber penghasilan dalam negeri telah memainkan perannya dalam perkembangan Indonesia secara nasional. Peran gas alam akan lebih besar lagi dengan semakin tingginya pertumbuhan permintaan akan gas alam domestik dan peran minyak sebagai sumber pendapatan nasional akan berkurang karena terbatasnya sumber minyak yang ada.

Pilihan atas gas bumi dikarenakan adanya cadangan gas bumi nasional sebesar 185.8 TSCF (per 1 Januari 2005), terdiri dari 97.26 TSCF cadangan terbukti (proven) dan 88.54 TSCF cadangan potensial (potential) seperti yang digambarkan pada gambar 2.2. Cadangan itu berjumlah empat kali lebih besar dari cadangan minyak bumi yang ada.

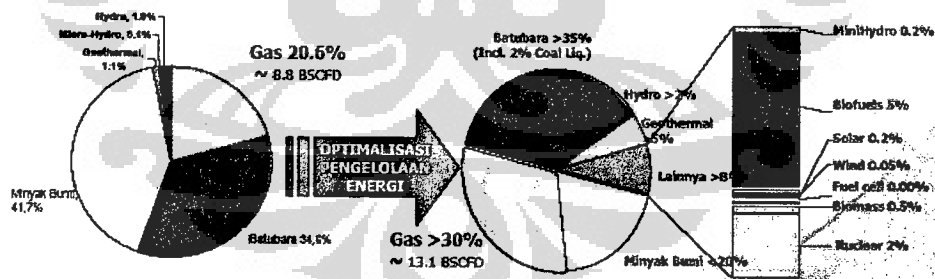
Program Pemerintah untuk menurunkan tingkat ketergantungan masyarakat terhadap minyak bumi dapat dilihat pada kebijakan energi nasional.

Dalam energy mix 2025, Pemerintah berupaya meningkatkan peran gas bumi dari 20% (8,8 BSCFD) menjadi 30% (16,1 BSCFD) sesuai gambar 2.3.



Gambar 2.2 Cadangan gas bumi Indonesia per 1 Januari 2005

Program yang ditempuh adalah dengan menggantikan pemakaian solar di industri dan pembangkit listrik. Pengurangan di kedua sektor lebih mudah dilaksanakan ketimbang di sektor transportasi atau rumah tangga karena tidak semua daerah memiliki fasilitas infrastruktur yang memadai untuk program konversi energi dari BBM ke gas bumi.



Gambar 2.3 Energi mix nasional 2025 (DESDM)

2.2 GAS ALAM DAN PEMANFAATANNYA

Gas alam dapat didefinisikan sebagai hidrokarbon yang berada dalam fasa gas pada 20°C dan 1 atm atau kondisi tekanan dan temperatur standar. Menurut definisi tersebut, molekul – molekul hidrokarbon yang dikategorikan sebagai komponen gas alam adalah metana atau CH₄, etana atau C₂H₆, propana atau

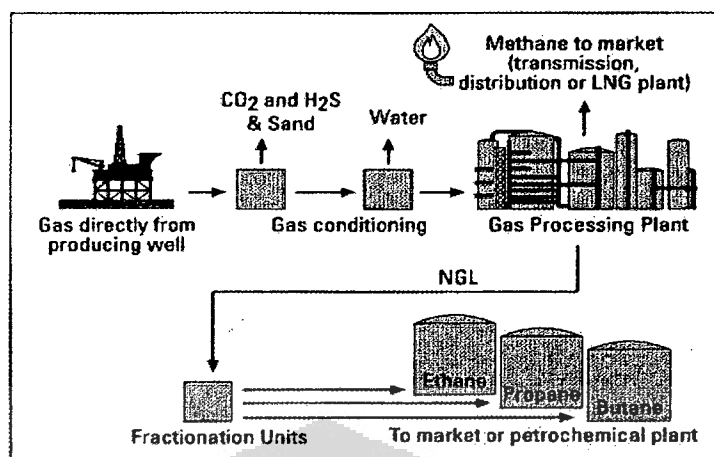
C₃H₈ dan butana atau C₄H₁₀. Molekul - molekul hidrokarbon lainnya berada dalam fasa cair pada kondisi tekanan dan temperatur standar namun dapat berada dalam fasa gas di reservoir.

Definisi yang lebih umum digunakan untuk gas alam turut menyertakan komponen C₅+ atau sering dikenal dengan kondensat yang turut diproduksi bersama gas alam. Tabel 2.2 memuat komponen hidrokarbon utama beserta konsentrasinya pada umumnya dalam aliran gas alam.

Tabel 2. 2 Komponen utama hidrokarbon gas alam

Metana	C ₁	65% hingga diatas 95%
Etana	C ₂	2% hingga 15%
Propana	C ₃	0,25% hingga 5%
Butana	C ₄	0 hingga 5%
Pentana	C ₅ +	0,05% hingga 2%
Komponen non hidrokarbon yang turut terkandung dalam aliran gas alam		
Nitrogen	N ₂	0 hingga 20%
Hidrogen Sulfida	H ₂ S	0 hingga diatas 15%
Karbon Dioksida	CO ₂	0 hingga diatas 20%

Gas alam yang ditemukan bersama dengan minyak baik sebagai free gas maupun terlarut disebut dengan associated gas sedangkan gas alam yang diproduksi dari lapangan yang tidak menghasilkan minyak disebut dengan non associated gas. Gas yang mengandung lebih dari 95% metana disebut dengan dry atau lean gas sedangkan gas yang mengandung kurang dari 95% metana dan lebih dari 5% molekul hidrokarbon lainnya yang lebih berat disebut dengan rich atau wet gas. Gas dengan kandungan H₂S tinggi disebut dengan sour gas sedangkan gas dengan kandungan H₂S rendah disebut dengan sweet gas. Seperti dapat dilihat pada gambar 2.4, air, CO₂, H₂S dan NGL dipisahkan dari aliran gas alam sebelum dijual ke konsumen.



Gambar 2.4 Skema proses pengolahan gas (Chandra, 2006)

CO₂ dan H₂S harus dihilangkan karena gas – gas tersebut bersifat korosif dan membahayakan lingkungan melalui efek rumah kaca dan hujan asam. Adanya impuritas dapat menentukan keekonomian sebuah proyek monetisasi gas alam karena proses pengolahan gas alam dapat membutuhkan biaya besar, contohnya adalah blok D Natuna dimana kandungan CO₂ yang melebihi 70% yang ditemukan sejak tahun 1973.

LNG (Liquefied Natural Gas) adalah fasa cair dari natural gas. Natural gas dikonversi ke bentuk cair melalui super cooling proses yang disebut Liquefaction. LNG dikonversi ke bentuk cair pada temperatur -256°F (-162°C) dan volumenya menyusut menjadi seperenam ratus kali. Proses liquefaction penting dilakukan untuk mentransport LNG pada tekanan atmosferik, kemudian dibawa oleh kapal menuju tempat yang diinginkan (lokasi pasar, terminal penerima). Adapun spesifikasi dan komposisi LNG diperlihatkan pada tabel 2.3 berikut ini.

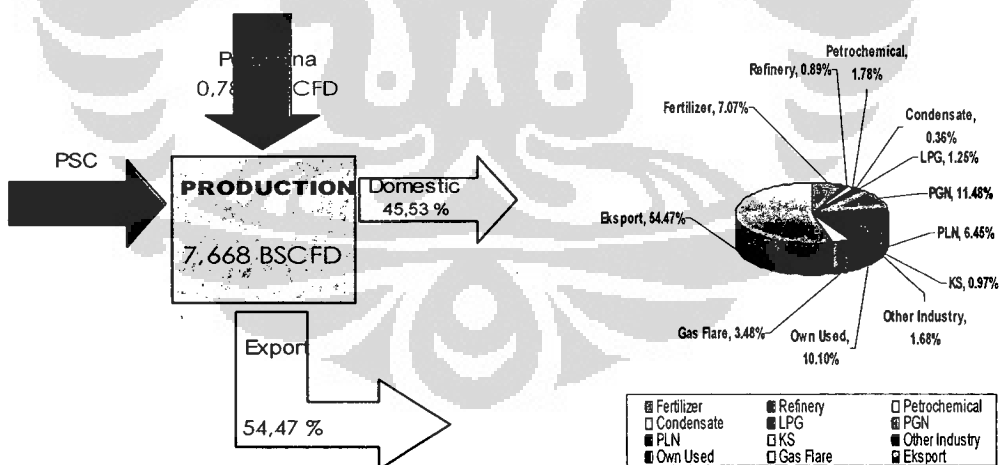
Tabel 2. 3 Spesifikasi dan komposisi LNG

Komposisi	LOW	HIGH
C1/Methane	80%	99%
C2/Ethane	1%	17%
C3/Propane	0,1%	5%
C4/Butane	0,1%	2%
C5+/Pentane+	< 1%	-
N2/Nitrogen	0	1%
Nilai Kalori	1000 – 1160 BTU SCF	
Berat Jenis	0,45-0,47 g/cc	
1 MTPA LNG	135 – 140 MMSCFD gas alam	

2.2.1 Utilisasi Gas Bumi Nasional

Gambar 2.5 dibawah menggambarkan penggunaan gas alam dari pasokan dalam negeri Indonesia dan utilitasnya di Indonesia pada tahun 2007. Dengan total produksi gas alam sebesar 7.668 BSCFD pada tahun 2007, utilisasi gas domestik hanya mencapai 46.68% sedangkan untuk ekspor gas alam terutama dalam bentuk LNG sebesar 54.47%. Sekitar 90% ekspor gas Indonesia berupa LNG sedangkan 10% sisanya berupa gas pipa. Ekspor gas dari Indonesia merupakan kontrak penjualan jangka panjang untuk memasok gas ke negara-negara Asia. Sekitar 70% ekspor LNG ditujukan ke Jepang, 20% ke Korea, dan sisanya ke Taiwan. Sedang ekspor gas pipa ditujukan ke Singapura dan Malaysia. Untuk tahun 2008, Pemerintah menargetkan adanya kenaikan produksi gas bumi di Indonesia sebesar 9,3% dari produksi tahun 2007 yang lalu dari 7,6 miliar kaki kubik per hari (BCFD) menjadi 8,15 BCFD¹.

Sangat disayangkan ditengah permintaan energi dalam negeri yang cukup besar, sebagian besar gas yang diproduksi di dalam negeri yaitu sebesar 54% justru diekspor. Hal ini disebabkan sebagai berikut:



Gambar 2.5 Utilisasi gas bumi di Indonesia tahun 2007 (sumber DitJend Migas)

¹ "2008, Produksi Gas Sebesar 8,15 miliar Kaki Kubik Hari," *Kontan*, 19 Februari 2008, hal 14.

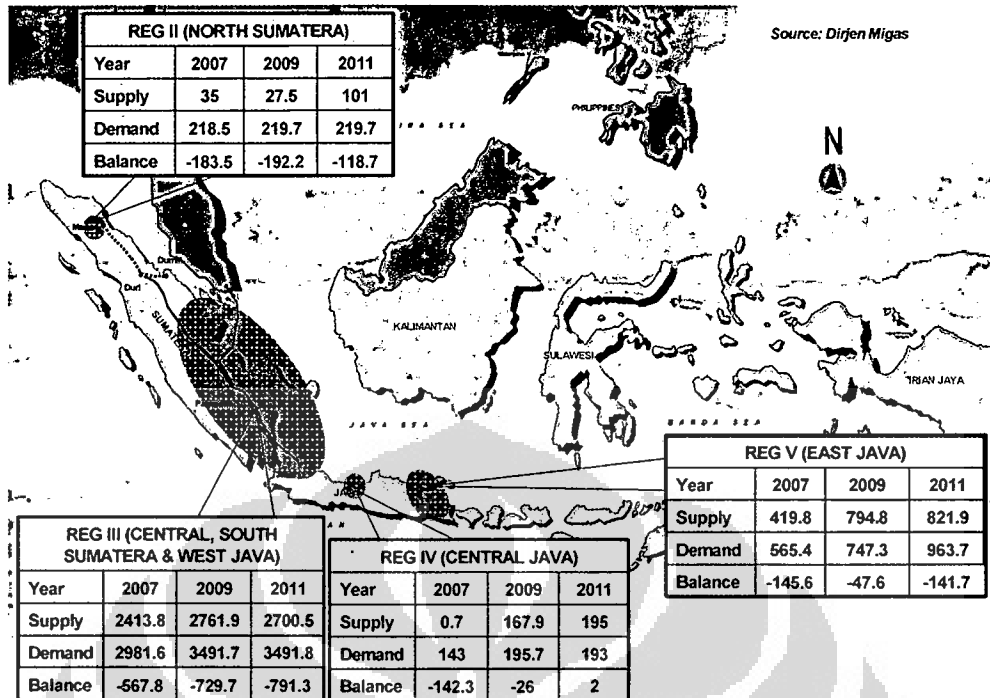
- Harga ekspor gas lebih tinggi daripada harga pemasaran dalam negeri sehingga sebagian besar gas Indonesia diekspor.
- Kemampuan / daya beli konsumen dalam negeri terhadap gas masih rendah dan belum adanya insentif ekonomi baik fiskal maupun non fiskal yang komprehensif untuk pemakaian gas dalam negeri
- Akses masyarakat terhadap penggunaan energi gas masih rendah karena belum tersedianya infrastruktur yang memadai.

2.2.2 Neraca Gas Nasional

Untuk mengetahui ketersediaan pasokan dan permintaan gas, maka Pemerintah melalui DESDM pada tanggal 4 Mei 2007 mengeluarkan neraca gas nasional untuk memudahkan Pemerintah, pengusaha, dan masyarakat untuk membuat rencana kegiatan terkait dengan gas.

Dalam Neraca Gas tersebut terlihat bahwa dalam kurun waktu 2007-2015, defisit pasokan gas masih terjadi hampir di seluruh wilayah Indonesia seperti tertuang dalam gambar 2.6. Pulau Jawa merupakan wilayah di Indonesia yang mempunyai tingkat konsumsi energi paling tinggi di Indonesia. Menurut data Departemen energi dan Sumber Daya Mineral, dalam Neraca Gas Indonesia 2007 – 2015, di wilayah Jawa Barat (region III, termasuk Sumatera tengah dan Selatan), Jawa tengah (region V) dan Jawa Timur (region IV) yang diperkirakan permintaan gas bumi pada tahun 2015 akan mencapai 5871 MMSCFD. Sementara itu perkiraan potensi sumber gas bumi yang ada di pulau Jawa pada tahun 2015 tinggal 3687.5 MMSCFD sehingga terdapat kekurangan sebesar 2187 MMSCFD.

Defisit gas di wilayah-wilayah tersebut karena Pemerintah harus memenuhi komitmen ekspor LNG ke negara-negara pembeli yang sudah terikat kontrak, seretnya produksi dan keterlambatan penyelesaian proyek infrastruktur



Gambar 2.6 Supply dan Demand Gas Bumi (Contracted, Comitted dan Potential) untuk regional utama di Indonesia (DitJend Migas)

2.2.3 Permintaan Gas di Pulau Jawa terkait LNG RT

Secara umum tidak akan mungkin secara komersial untuk membangun Terminal Penerima LNG yang dapat disebut sebagai terminal utama kecuali ekstensif *demand* (permintaan) dapat diperkirakan sebelumnya.

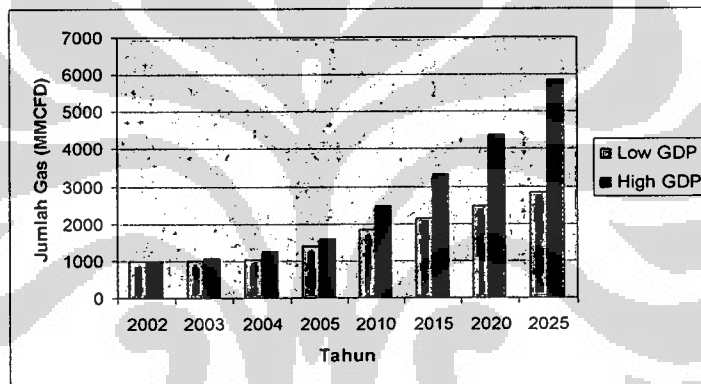
Menurut laporan studi kelayakan LNG Receiving Terminal Jawa Timur di Indonesia oleh *Itochu Corporation* yang didanai oleh JBIC (Japan Bank for Internasional Cooperation) tahun 2004, diperkirakan *forecast* permintaan gas bumi di pulau Jawa dengan asumsi *low GDP* (Gross Domestic Product) dan *high GDP* seperti yang dijelaskan pada tabel 2.4 dan membagi sektorisasi konsumen diklasifikasikan atas 3 sektor yaitu: Industri, Gas Kota dan Pembangkit Listrik.

Tabel 2.4 Parameter skenario untuk *Forecast* Permintaan Gas (JBIC-PGN)

Skenario Pertumbuhan GDP	<i>Low</i>	<i>High</i>
GDP	3%	6%
Sektor Industri	1%	2%
Sektor Gas Kota		
- 2003 – 07	5%	10%

- 2008 +	3%	6%
Sector Pembangkit		
- 2003 – 07	5%	10%
- 2008 +	3%	6%

Maka didapatkan hasil seperti Gambar grafik 2.7 dibawah ini, yaitu dengan tingkat pertumbuhan GDP berkisar 3-6% per tahun dan hilangnya subsidi Pemerintah pada BBM, permintaan gas alam di pulau Jawa dengan tingkat pertumbuhan campuran pertahun adalah 4.7%-8%. Dimana diperkirakan dengan skenario *low GDP* akan meningkat hampir tiga kalinya (dari 991 MMCFD naik menjadi 2.835 MMCFD dan dengan skenario *high GDP* akan meningkat hampir enam kalinya (dari 991 MMCFD menjadi 5.844 MMCFD).



Gambar 2.7 Grafik Total *Forecast* Permintaan Gas Alam di Pulau Jawa (JBIC PGN)

Sektor listrik akan tetap mendominasi konsumsi gas alam. Dengan dipergunakannya turbin gas baru yang memiliki efisiensi termal tinggi dan emisi CO₂ rendah serta pembangkit listrik berbahan bakar gas dapat dibangun lebih cepat dibandingkan dengan pembangkit listrik berbahan bakar apapun menjadikan gas alam sebagai pilihan menarik sebagai bahan bakar di pembangkit listrik, baik untuk memenuhi beban dasar maupun beban puncak.

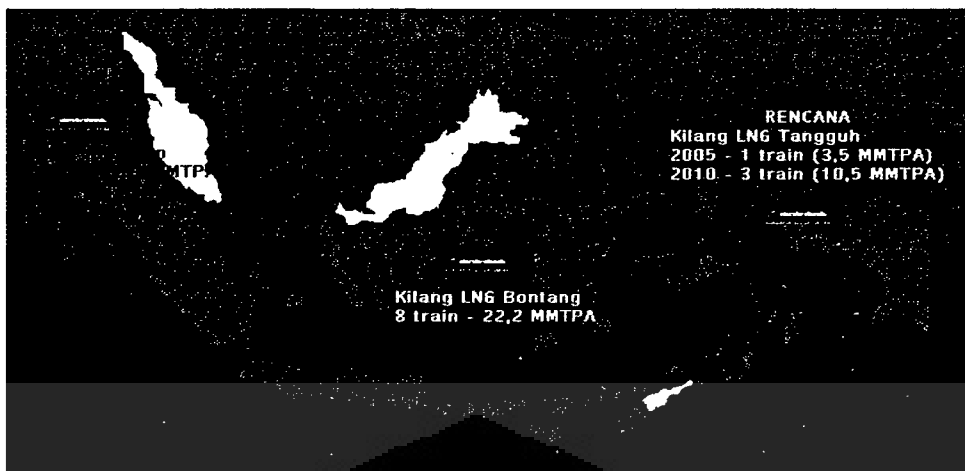
2.2.4 Pasokan Gas untuk Pulau Jawa terkait Terminal Penerima LNG

Cadangan gas bumi dalam jumlah yang besar sering ditemukan di lokasi terpencil yang jauh dari lokasi pemakai/konsumen. Apabila secara ekonomis

layak dan memungkinkan, gas bumi dapat ditransportasikan melalui pipa. Tetapi apabila sumber gas bumi dan konsumen dipisahkan oleh lautan dan kepulauan bahkan benua, alternatif yang memungkinkan dan secara ekonomis layak adalah dengan mencairkan gas bumi tersebut. Bila didinginkan sampai temperatur -162°C pada tekanan 1 atm, gas bumi menjadi cair dan volumenya berkurang sampai 600 kalinya. Dengan pengurangan volume yang sangat besar tersebut, gas alam cair (LNG) dapat ditransportasikan secara ekonomis dalam tanker yang terisolasi.

LNG mempunyai komposisi 85-95 % methane, beberapa persen ethane, butane dan nitrogen. Komposisi dari gas alam (pembentukan LNG) bervariasi tergantung dari sumber dan proses pembentukannya. Gas methane pada LNG mempunyai sifat tidak berbau, tidak berwarna, non-corrosive dan non-toxic. LNG pada dasarnya adalah metode alternatif untuk transportasi metana dari produsen ke konsumen. Metana (CH₄) didinginkan sampai temperatur -160.50C (-2600F), mengubah fasa-nya dari gas menjadi cairan yang mudah ditransportasikan dimana volumenya kurang lebih 600 kali lebih kecil daripada metana dalam bentuk gas (penyusutan pastinya mendekati 610 kali, akan tetapi biasanya disebutkan 600 kali). Dengan demikian gas metana sebanyak 600 ft³ akan menyusut menjadi LNG yang bersih dan tidak berbau sebesar hanya 1 ft³. LNG ini biasanya disimpan dan dipindahkan dalam temperatur dan tekanan rendah.

Indonesia mulai mengekspor LNG ke Jepang tahun 1978 yang bersumber dari Kilang Arun dan Kilang Bontang. Volume kontrak ke Jepang yang habis pada 2011 mencapai 12 juta ton. Total volume kontrak LNG ke Jepang mencapai 19 juta ton. Sisa kontrak pengiriman sebesar 7 juta ton akan berakhir 2017. Karena permintaan gas di dalam negeri meningkat, Pemerintah telah memutuskan mengurangi ekspor LNG ke Jepang. Sebanyak 1,5 juta ton gas dari Kaltim akan dipasok untuk permintaan pembangkit listrik dan industri di Jawa. Gambar 2.8 dibawah menjelaskan 3 lokasi kilang *LNG Plant* yang ada di Indonesia.



Gambar 2.8 Lokasi dan kapasitas kilang LNG di Indonesia (DitJend Migas)

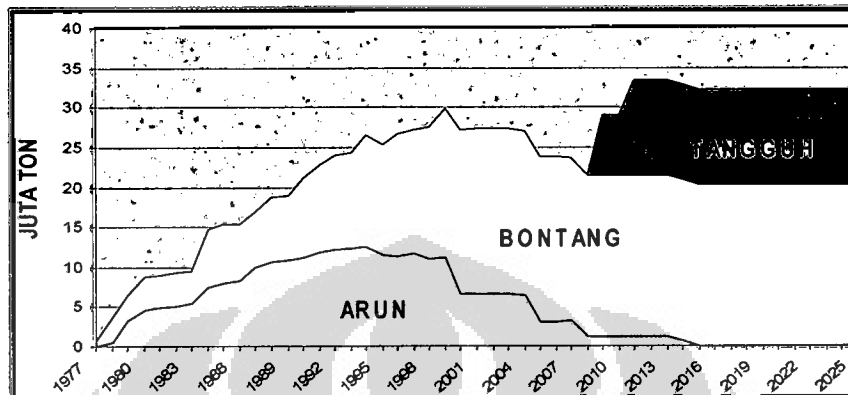
Penemuan cadangan gas besar di Tangguh pada tahun 1990-an telah memberikan harapan bagi Indonesia untuk mempertahankan status eksportir LNG setelah habisnya gas dari Bontang dan Arun. Saat ini baik Bontang maupun Arun dioperasikan dibawah kapasitas produksi. Sebagaimana terlihat pada gambar 2.9, mulai tahun 2010, Tangguh akan menggantikan peran Arun dalam hal sumber *supply* LNG ekspor Indonesia. Sedangkan pemasaran LNG dari Bontang akan mengalami penurunan pada 2010. Selain karena ada pengurangan komitmen, produksi gas dari lapangan-lapangan yang ada disekitar Kaltim juga mengalami penurunan secara alami. Produksi diharapkan bisa naik lagi pada 2015 dengan mulai berproduksinya gas dari lapangan-lapangan baru yang dikelola oleh Chevron Pacific Indonesia².

1. Kilang LNG Arun, Aceh

Pabrik LNG Arun mengolah gas alam dari lapangan ExxonMobil, yang berasal dari 2 lapangan gas alam berlokasi di daratan serta lepas pantai. Lapangan darat disebut dengan Arun Field berlokasi di Lhoksukon kira-kira 30 Km dari pabrik LNG, lapangan ini ditemukan pada akhir tahun 1971 oleh Mobil Oil Ind. Inc. Lapangan gas lepas pantai dinamakan anjungan NSO (North Sumatra Off-shore platform) ditemukan pada tahun 1990-an serta berlokasi sekitar 100 Km dari pabrik pengolahan LNG.

² "2008, Gas Terbatas, Produksi Pupuk Kaltim Tersendat," *Kompas*, 16 Juni 2008, hal 19.

Kilang LNG Arun terdiri dari 6 unit produksi dengan kapasitas 6 juta ton per tahun. Tujuan ekspor LNG untuk pembeli Jepang, Korea, terdapat kekurangan 9 kargo LNG pada tahun 2006 yang lalu.

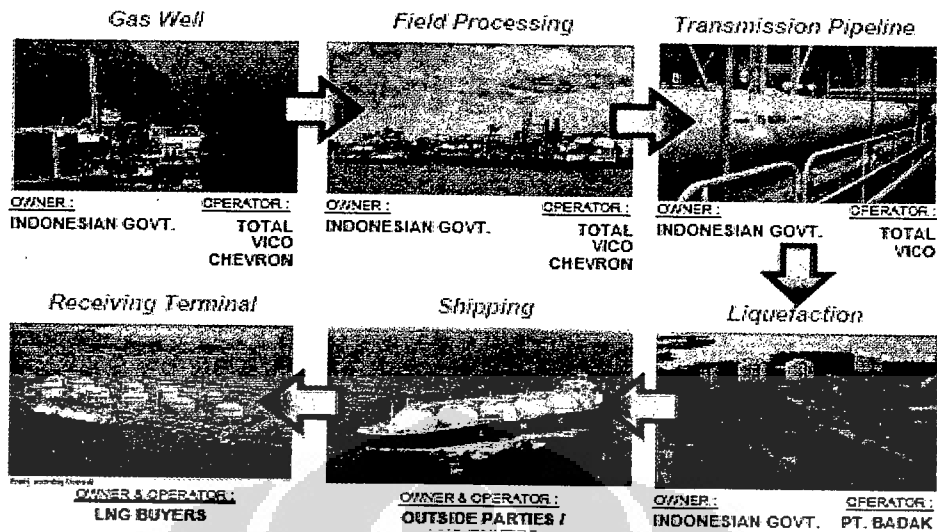


Gambar 2.9 Gambar penjualan LNG Indonesia (ESDM,2005)

2. Kilang LNG Bontang, Kaltim

Kilang gas alam cair Bontang yang mulai beroperasi pada 1974 terdiri atas delapan unit pengolahan (8 LNG Train (A-H)) dengan kapasitas instalasi 22,5 juta ton LNG per tahun (jumlah LNG loaded: 17,6 MT pada 2007).

Pasokan gas berasal dari lapangan milik Pertamina, Chevron Indonesia, Total Indonesia dan Vico. LNG terminal Bontang beroperasi dengan aliran gas commingled dari ribuan sumur yang dioperasikan oleh produser berbeda yang harus diambil dengan cara yang tetap stabil dan mantap. Permintaan LNG datang dari bervariasi dari 8 pembeli LNG jangka panjang, dilayani dengan 9 kapal-kapal berbeda kedalamannya(ukuran 19.000 m³ – 135.000 m³), Loading pada tahun 2007 adalah 340 kali. LNG dari kilang Bontang dialokasikan untuk pembeli tradisional Jepang, Korsel dan Taiwan. Jepang merupakan konsumen terbesar . Namun untuk komitmen ekspor LNG pada tahun 2006 yang direncanakan sebanyak 375 kargo, terdapat kekurangan 70 kargo akibat menurunnya produksi kilang tersebut. Rantai operasi LNG di Kalimantan Timur dijelaskan pada gambar 2.10 dibawah ini.



Gambar 2.10 Rantai operasi LNG Kalimantan Timur

3. Kilang LNG Tangguh, Papua

Proyek yang berlokasi di Teluk Bintuni, Papua dibangun oleh BP Berau, anak perusahaan BP yang pada pertengahan Mei 2007 masih terkendala dalam hal pendanaan. Proyek train pertama kilang LNG Tangguh dijadwalkan selesai pada kuartal keempat tahun 2008. Selanjutnya train kedua harus rampung pada kuartal pertama 2009. Kapasitas produksi 7,6 juta ton per tahun. Total cadangan gas terbukti di Tangguh mencapai 14,4 triliun kaki kubik dan cadangan belum terbukti sebesar 23,7 triliun kaki kubik.

2.2.5 Pasar dan Perdagangan LNG

Tabel 2.5, memperlihatkan kontrak-kontrak penjualan LNG Indonesia ke beberapa negara pengimpor LNG. Terlihat bahwa ekspor LNG ke negara Jepang dari Kilang LNG 1973 dan ekspor LNG ke negara Taiwan dari kilang LNG III akan berakhir masa kontraknya pada 2010. Melihat kontrak penjualan LNG Indonesia tersebut sebenarnya terdapat peluang untuk pengalihan LNG yang akan berakhir masa kontraknya baik seluruhnya maupun sebagian untuk pemenuhan gas domestik. Namun demikian, pada akhirnya Pemerintahlah yang akan mengambil kebijakan apakah LNG tersebut akan diperpanjang kontraknya atau tidak.

Tabel 2. 5 Kontrak-kontrak LNG Indonesia (DitJend Migas)

No	Kontrak Eksisting	Volume MTPA	PASAR	LNG PLANT	Term
1	Arun II	0.9	Jepang	Arun	1/2005 - 12/2009
2	Arun III	2.33	Korea	Bontang/Arun	1986 - 2007
3	Korea II	1.95	Korea	Bontang/Arun	7/1994 - 6/2014
4	LNG 1973 (Ext)	8.42	Jepang	Bontang	1/2000 - 12/2010
5	BADAK II S/C	3.63	Jepang	Bontang	4/2003 - 3/2011
6	BADAK III S/C	1.57	Taiwan	Bontang	1/1990 - 12/2009
7	BADAK IV S/C	2.3	Jepang	Bontang	1/1994 - 12/2013
8	BADAK V S/C	1.02	Korea	Bontang	1/1998 - 12/2017
9	BADAK VI S/C	1.84	Taiwan	Bontang	1/1998 - 12/2017
10	MCGC	0.39	Jepang	Bontang	3/1996 - 12/2015
	total	24.35			
	New				
1	Fujian	2.6	Cina	Tangguh	1/2007 - 12/2031
2	SK/Posco	1.1	Korea	Tangguh	1/2005 - 12/2024
3	Semprea energy	3.7	US West Coast	Tangguh	6/2008 - 6/2028
	total	7.4			

Selain dari kilang-kilang LNG dalam negeri, potensi LNG sebagai sumber pasok gas bumi adalah dari luar negeri. Salah satu hal yang mempengaruhi ketersediaan LNG di pasar Internasional adalah dinamika permintaan LNG di pasar Asia Pasifik, karena Asia Pasifik merupakan pasar LNG terbesar di dunia. Salah satu indikatornya adalah dapat dilihat dari kapasitas regasifikasi yang ada. Selain Asia Pasifik, pasar LNG yang berkembang cukup pesat adalah Amerika Utara. Tabel 2.6 secara tidak langsung memperlihatkan kapasitas terminal regasifikasi/import LNG di beberapa kawasan di dunia.

Dari sisi pasokan, kawasan Timur Tengah merupakan sumber pasok LNG yang paling berpotensi dan berpeluang untuk memasok LNG ke pulau Jawa. Hal ini karena cadangan gas bumi di wilayah tersebut masih sangat besar dibandingkan dengan permintaan yang ada dan saat ini di kawasan tersebut khususnya di Qatar dan Iran sedang giat-giatnya dikembangkan kilang-kilang LNG untuk memenuhi permintaan LNG dunia.

Tabel 2.6 dibawah ini menunjukkan juga bahwa pasar LNG Asia Pasifik mencapai hampir 65% dan merupakan yang terbesar didunia..

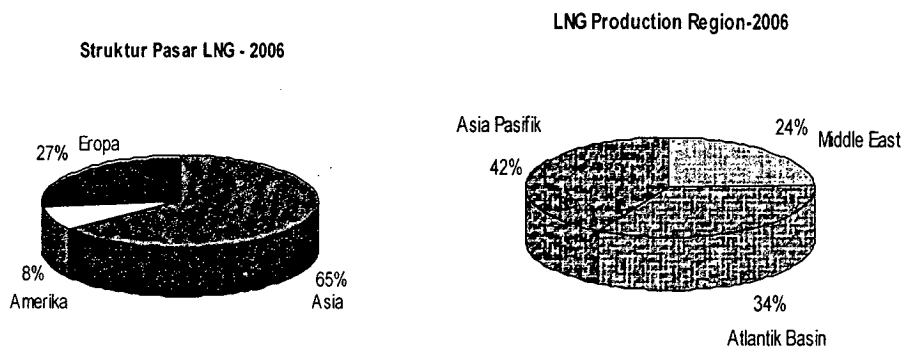
Tabel 2. 6 Pergerakan perdagangan LNG 2006 (website BP)

Billion cubic metres

To	From													Total imports		
	USA	Mexico	Dominican Republic	Puerto Rico	Chenex	Chenex	LAKE	Algeria	Egypt	Libya	Algeria	Australia	Sumatra		Indonesia	Malaysia
North America																
USA	-	10.85	-	-	-	-	0.49	3.00	-	1.82	-	-	-	-	-	16.56
Mexico	-	0.18	-	0.08	-	-	-	0.16	-	0.54	-	-	-	-	-	0.94
S. & Cent. America																
Dominican Republic	-	0.25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.25
Puerto Rico	-	0.72	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.72
Europe																
Belgium	-	0.18	-	0.36	-	-	3.35	0.25	-	0.18	-	-	-	-	-	4.28
France	-	-	-	-	-	-	7.35	2.30	-	4.23	-	-	-	-	-	13.88
Greece	-	-	-	-	-	-	0.45	0.04	-	-	-	-	-	-	-	0.49
Italy	-	-	-	-	-	-	3.00	0.10	-	-	-	-	-	-	-	3.10
Portugal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.97	-	-	-	-	-	1.97
Spain	-	3.00	1.00	5.00	-	-	2.80	4.80	0.72	7.10	-	-	-	-	-	24.42
Turkey	-	-	-	-	-	-	4.60	-	-	1.12	-	-	-	-	-	5.72
United Kingdom	-	0.60	-	-	-	-	2.00	0.96	-	-	-	-	-	-	-	3.56
Asia Pacific																
China	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.00	-	-	-	-	1.00
India	-	-	0.24	6.80	0.08	0.08	0.55	-	0.08	0.08	-	-	-	0.08	-	7.99
Japan	1.72	0.44	3.04	9.87	7.00	0.24	0.80	-	0.22	15.68	3.65	18.80	15.80	-	-	41.86
South Korea	-	0.07	7.10	8.98	-	0.32	1.25	-	0.18	0.87	1.16	6.72	7.51	-	-	34.14
Taiwan	-	-	0.18	-	-	-	0.18	-	0.38	0.40	-	4.25	4.85	-	-	10.20
TOTAL EXPORTS	1.72	16.25	11.54	31.03	7.08	24.68	14.97	0.72	17.58	18.03	9.81	29.57	28.04	-	-	211.08

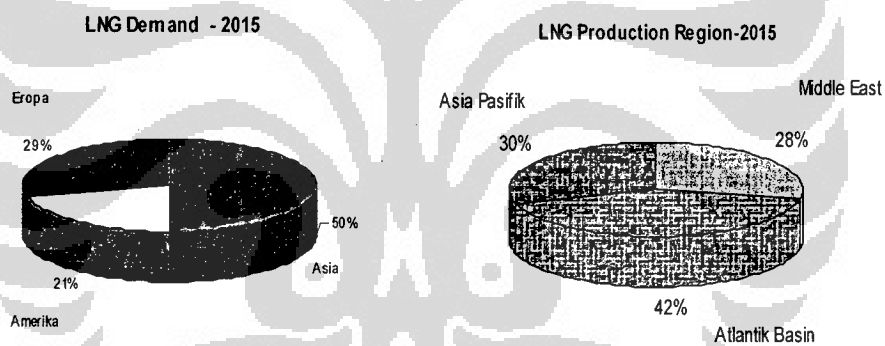
Source: Ceckigaz (provisional).

Gambar 2.11 memperlihatkan struktur pasar LNG dunia tahun 2006. Dari gambar tersebut terlihat bahwa pasar LNG Asia Pasifik mencapai 65% dan masih merupakan yang terbesar didunia. Namun dengan naiknya permintaan LNG dari wilayah Amerika khususnya wilayah pesisir utara Amerika serta adanya proyek-proyek kilang LNG baru di Timur Tengah maka struktur pasar LNG dunia kedepannya akan mengalami perubahan secara signifikan.



Gambar 2.11 Struktur pasar dan wilayah produksi LNG dunia - tahun 2006 (DitJend Migas)

Dari gambar 2.12 terlihat struktur pasar LNG dunia tahun 2015. Dimana permintaan LNG di daratan Amerika (tidak termasuk pesisir barat) mencapai 21% dari seluruh permintaan LNG di dunia dan meningkat hampir empat kalinya dibanding 2006.



Gambar 2.12 Struktur pasar dan wilayah produksi LNG dunia - tahun 2015 (DitJend Migas)

Pasar LNG di Wilayah Asia Pasifik mengalami sedikit perubahan akibat ketidakseimbangan antara permintaan dan perkembangan pasokan LNG, perbedaan latar belakang pemain serta masuknya beberapa pemain LNG baru, perubahan model kontrak dan kompetisi antar pembeli dalam mendapatkan LNG. Jepang, Korea dan Taiwan yang merupakan pasar tradisional LNG merupakan pasar dimana Negara ini tidak mempunyai sumber energi dalam negeri, sehingga sangat tergantung pada impor bahan bakar. Saat ini pasar Jepang masih merupakan pasar LNG terbesar di Asia Pasifik.

2.2.6 Kontrak Penjualan dan Harga LNG

Sebagian besar penjualan LNG didasarkan pada kontrak jangka menengah dan panjang dengan jangka waktu paling sedikit 20 tahun untuk kontrak jangka panjang dan 3 – 10 tahun untuk kontrak jangka menengah. Selama tahun 2006, volume total LNG yang diperdagangkan atas dasar kontrak jangka menengah dan panjang mencapai 166,56 MT. Sisanya dengan kontrak jangka pendek/pasar spot. Pasar spot LNG adalah model penjualan LNG yang berdurasi atau memiliki kontrak kurang dari 1 (satu) tahun. Dimana pada tahun 2005, volume penjualan LNG dengan kontrak spot hanya 12% (16,69 MT) dari seluruh volume penjualan LNG di dunia. Bagi pengeksport LNG, pasar spot dapat digunakan untuk menjual gas berlebih yang tidak tercakup dalam kontrak jangka panjang serta mengurangi resiko pembangunan kilang LNG yang perjanjian jual belinya tidak mencakup seluruh kapasitas kilang.

Penentuan harga LNG berbeda setiap wilayah. Di Asia, harga umumnya dikaitkan dengan JCO (Japan Crude Oil) yang mana adalah harga *Cost, Insurance, Freight* (CIF) rata-rata minyak mentah Jepang. Di Eropa, harga impor LNG biasanya dikaitkan dengan produk perminyakan dan harga minyak mentah Brent. Di Eropa, harga LNG juga bersaing dengan harga gas pipa. Sedangkan di Amerika Serikat, harga lebih ditentukan oleh penawaran dan permintaan berdasarkan perdagangan gas alam pada berbagai hub seperti Henry Hub (titik yang terdapat di Louisiana dimana 17 pipa gas bertemu, sehingga menciptakan titik referensi kompetitif) ditambah faktor geografi. Meskipun harga LNG berbeda-beda di tiap negara akan tetapi kecenderungannya sama karena semuanya berkorelasi dengan harga minyak mentah.

Sebagaimana diketahui, harga jual LNG Tangguh ke Cina dipatok dengan harga minyak mentah USD 38/bbls atau USD 2,67/MMBTU atau setelah dinegosiasi ulang menjadi USD 3,35/MMBTU.

Harga LNG yang relatif mahal ditambah biaya-biaya lainnya seperti pengangkutan dengan kapal LNG, kemudian harus *dipassthrough* ke konsumen/offtaker pada tingkat yang memberikan margin kepada terminal penerima LNG. Sedangkan harga gas domestik dimana PT Pupuk Kalimantan Timur (Kaltim) mendapatkan pasokan gas dari Kaltim dengan harga gas

berbentuk formula yang dikaitkan dengan harga urea dan amonia ekspor serta harga minyak mentah Indonesia (*Indonesian crude oil price/ICP*) dengan harga beli gas sebesar 9,08 hingga 10,64 dollar AS per MMBTU (*million british thermal unit*)³.

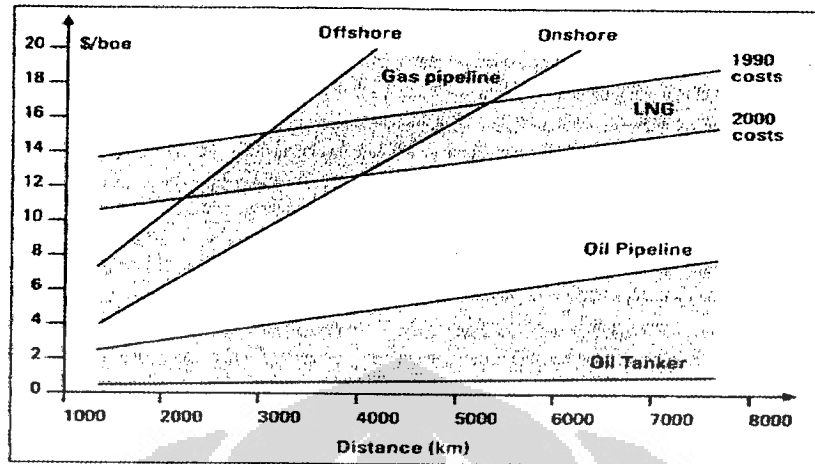
2.3 TRANSPORTASI GAS ALAM

Untuk keperluan ekspor, gas alam umumnya diangkut dalam fasa gas melalui jaringan pipa atau dalam fasa gas dengan kapal tanker LNG. Variabel utama pemilihan mode transportasi adalah jarak ke pasar dari reservoir (lihat gambar 2.13 untuk keekonomian jaringan pipa versus LNG). Baik jaringan pipa maupun infrastruktur LNG memerlukan investasi besar.

Rule of thumb yang umumnya digunakan adalah LNG merupakan pilihan yang ekonomis bila sebagian besar syarat – syarat berikut ini terpenuhi:

- Pasar gas berjarak lebih dari 2000 km dari lapangan produksi
- Biaya produksi gas hingga kilang gas kurang dari 1 US \$/MMBTU.
- Gas mengandung sedikit impuritas seperti CO₂ dan H₂S
- Cadangan gas mengandung setidaknya 3 hingga 5 trilyun juta kaki kubik gas alam, meskipun proyek – proyek baru seperti LNG Equatorial Guinea telah dibangun dengan cadangan terbukti kurang dari 2 trilyun juta kaki kubik.
- Marine port yang dapat dibangun relatif dekat dengan lapangan.
- Situasi politik dinilai cukup stabil untuk mendukung investasi jangka panjang berskala besar.
- Harga pasar di negara importir cukup tinggi untuk mendukung seluruh rantai nilai LNG dan memberikan return cukup kompetitif untuk perusahaan eksportir gas dan negara tuan rumah proyek.
- Alternatif jaringan pipa melibatkan negara pihak ketiga dan pembeli khawatir akan keamanan *supply* gas.

³ “2008, Gas Terbatas, Produksi Pupuk Kaltim Tersendat,” *Kompas*, 16 Juni 2008, hal 19.



Gambar 2.13 Keekonomian jaringan pipa vs tanker LNG untuk mode transportasi (Chandra, 2006)

Investasi untuk jaringan pipa lepas pantai besarnya dapat mencapai dua kali lipat jaringan pipa di daratan. Investasi sebuah jaringan pipa pada umumnya banyak ditentukan oleh diameter pipa, panjang pipa, kompresi yang dibutuhkan dan untuk kawasan urban, biaya right of way atau ROW. Stasiun kompresi yang diperlukan untuk transportasi jarak jauh dapat mencapai 40% dari biaya investasi sedangkan biaya operasional tahunan dapat mencapai 5%. Sebagaimana dapat dilihat di tabel 2.7, biaya transportasi LNG pada umumnya berkisar antara 0,4 hingga 1 US \$/MMBTU untuk jarak 1000 hingga 8000 km. Biaya transportasi LNG menurut EIA adalah 0.05/MMBTU dengan tambahan biaya 0.00015/mil sedangkan Henry Lee menyatakan persamaan biaya transportasi sebagai fungsi dari jarak bolak – balik (mil) sebagai berikut.

$$\text{US\$/MMBTU} = \frac{\text{jarak} + 1650}{16107} \dots \dots \dots (2.1)$$

Tabel 2.7 Biaya indikatif rantai nilai LNG (Chandra, 2006)

Proses	K isaran biaya (US \$/M M BTU)
Produksi gas (hulu)	0,50 – 0,75
Pengolahan dan pencairan gas	1,30 – 1,80
Transportasi (1000 – 8000 km)	0,40 – 1,0
Biaya LNG sampai negara tujuan	2,20 – 3,55
Penyimpanan dan regasifikasi LNG	1,00 – 1,50
Biaya total LNG	3,20 – 5,05

LNG telah diangkut dengan kapal laut sepanjang periode 45 tahun tanpa pernah ada kecelakaan yang berarti. Selama 45 tahun pengangkutan LNG melalui laut, lebih dari 33.000 trip pengapalan LNG. Kebanyakan kapal pengangkut LNG mengantarkan produk ini dalam lalu lintas kapal yang padat. Tanker LNG dirancang dengan sistem yang canggih untuk memonitor kargo LNG. Pengapalan LNG juga mengikuti prosedur operasional yang telah mapan (well established) dari sejumlah variasi organisasi internasional seperti IMO (International Maritime Organization) dan SIGTTO (Society Tanker and Terminal Operators).

Adapun jenis kontrak pengapalan LNG yang disepakati lazimnya dapat dipilih dari beberapa jenis sebagai berikut:

- CIF (costs-insurance-freight), dimana harga kontrak LNG telah termasuk biaya pengiriman dan asuransi. Dalam kontrak ini, penjual bertanggung jawab mengirimkan LNG hingga terminal penerima, sedangkan kepemilikan LNG telah berpindah ke pembeli begitu LNG dimuat di pelabuhan pengangkutan atau dalam perjalanan menuju terminal penerima.
- FOB (free-on-board), harga dikontrak tidak termasuk biaya pengiriman dan asuransi. Pembeli bertanggung jawab terhadap pengangkutan sejak di pelabuhan muat, baik dengan menggunakan kapalnya sendiri atau kapal yang dicarter oleh Pembeli. Kepemilikan LNG telah berpindah kepada Pembeli sejak mulai diangkut di pelabuhan muat.
- DES (delivered-ex ship), harga di kontrak termasuk biaya pengiriman dan asuransi. Penjual bertanggung jawab mengirimkan LNG hingga terminal penerima dan kepemilikan baru akan beralih ke Pembeli setelah LNG tiba dan dibongkar di terminal penerima.

Pada umumnya, jarak dari liquefaction plant ke lokasi terminal penerima LNG merupakan faktor utama yang menentukan besaran tarif pengangkutan, disamping jumlah LNG yang akan diangkut.

2.3.1 Infrastruktur Terminal Penerima LNG

Seperti yang telah diuraikan diatas terdapat beberapa kendala untuk meningkatkan peran gas bumi dalam utilisasi gas bumi nasional. Salah satunya

adalah ketidakseimbangan antara letak cadangan dengan lokasi pengguna gas bumi. Letak cadangan gas sangat menyebar, 80% cadangan gas berada di luar pulau Jawa. Padahal 80% pengguna gas bumi saat ini berada di pulau Jawa.

Salah satu cara untuk mengatasi hal tersebut diatas adalah dengan membangun infrastruktur gas yang memadai. Infrastruktur itu bisa dengan membangun Liquefied Natural Gas (LNG) atau compressed Natural Gas (CNG) dan pipanisasi gas. Pembangunan terminal LNG atau CNG sangat mungkin dilakukan untuk menyalurkan gas bumi yang berada dikawasan Indonesia Timur, seperti Sulawesi dan Papua.

Teknologi LNG bukanlah hal yang baru. Fasilitas LNG komersial pertama kali dibangun di Amerika Serikat pada 1941 di Cleveland sebagai fasilitas pemasok energi pada saat beban energi puncak (peak load shaving). Gas (dikirimkan melalui pipa ke pabrik) dicairkan selama masa dimana permintaan sedikit dan dipanaskan kembali menjadi bentuk gas untuk disalurkan ke jaringan pipa selama periode dimana permintaan akan gas tinggi. Namun, sayangnya, pabrik ini ditutup pada tahun 1944 karena terjadi kebocoran yang mengakibatkan ledakan. Diseluruh dunia, kini terdapat 17 Terminal LNG (liquefaction) untuk ekspor, 40 terminal (regasifikasi) untuk impor dan lebih dari 140 pengapalan LNG dan secara bersama-sama menangani sekitar 120 juta metrik ton LNG pertahun (120 MTPA). Sampai saat ini terdapat 200 instalasi (liquefaction dan regasification) dan fasilitas penyimpanan LNG diseluruh dunia. Beberapa diantaranya telah beroperasi sejak tahun 1960-an. Amerika Serikat memiliki jumlah yang terbesar fasilitas LNG di dunia, sekitar 87 dan sisanya 113 diantaranya beroperasi di luar negara Amerika.

Kriteria dalam menentukan teknologi Terminal penerima LNG dengan mempertimbangkan sbb;

- Ekonomi
- Maturity ; *proven* atau non *proven* teknologi
- Infrastruktur
- Kapasitas
- Lingkungan dan keamanan dari lokasi
- Kemudahan pengoperasian dan perawatan

Satuan-satuan yang digunakan pada perdagangan LNG bisa jadi membingungkan. Gas yang diproduksi diukur dalam volume (meter kubik atau kaki kubik), tetapi begitu dikonversi menjadi LNG, akan diukur dalam satuan massa, biasanya ton atau juta ton (*million tons* atau MT). Ukuran kapal LNG ditentukan oleh volume kargonya (biasanya, ribuan meter kubik), dan begitu LNG dikonversi balik menjadi gas, akan dijual dalam satuan energi (MMBTU)

Satu ton LNG mengandung energi yang setara dengan 48.700 ft³ (1.380 m³) gas alam. Suatu fasilitas LNG yang menghasilkan 1 juta ton per tahun (*million tons per annum*, MTA) LNG membutuhkan 48,7 bcf (1,38 bcm) gas alam per tahun, setara dengan 133 MMSCFD. Fasilitas ini akan membutuhkan cadangan yang dapat diambil (*recoverable reserves*) sebanyak kira-kira 1 tcf selama 20 tahun masa produksi. Dengan perhitungan yang sama, satu train LNG kapasitas 4-MTA membutuhkan sekitar 534 MMSCFD gas alam (dengan cadangan 4 tcf selama 20 tahun masa produksi).

2.3.1.1 Fasilitas Terminal Penerima LNG

Kesulitan utama dalam penggunaan gas alam adalah transportasi dan *storage* karena densitasnya yang rendah. Pipeline gas alam adalah ekonomis, tetapi tidak praktis bila menyeberangi lautan. LNG carrier dapat digunakan untuk transportasi LNG menyeberangi lautan yang langsung ke end user atau ke titik pipa distribusi untuk transport lebih jauh. Ini membutuhkan biaya yang lebih tinggi bagi fasilitas tambahan untuk liquefaction pada titik produksi dan kemudian gasifikasi dititik fasilitas pengguna akhir atau masuk ke jaringan pipa.

Tujuan utama terminal penerimaan atau regasifikasi LNG adalah untuk menerima pengiriman LNG dari tanker LNG di laut, menyimpan dan meregasifikasi LNG, serta mentransmisikan gas bumi.

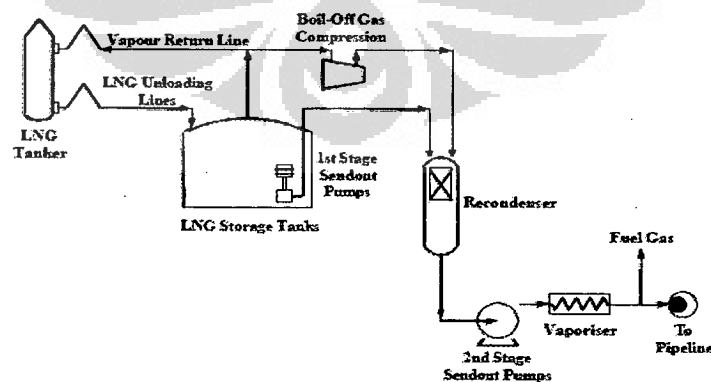
LNG Receiving Terminal secara umum terdiri atas empat bagian utama yaitu;

1. Unit penerimaan LNG /unloading; untuk unit penerima LNG yang disalurkan dari kapal tanker pembawa LNG yang bersandar pada dermaga ke tanki timbun melalui *unloading arm*. Terdapat dua unloading arm, yaitu LNG unloading arm yang berfungsi menyalurkan LNG dari tanker ke tanki timbun

serta BOG unloading arm yang berfungsi untuk menyalurkan BOG (Boil off gas) kembali ke kapal tanker.

2. Unit penyimpanan/*storage*; Unit tanki penyimpanan adalah tempat LNG disimpan sebelum memasuki unit regasifikasi untuk dikonversi menjadi Natural Gas kembali. Tanki LNG yang digunakan beroperasi pada tekanan rendah (dekat dengan tekanan atmosferik) serta temperature sekitar -162°C .
3. Unit regasifikasi/*vaporizer*; Unit regasifikasi adalah unit untuk mengubah LNG menjadi *Natural Gas*. Peralatan utamanya yaitu *vaporizer* yang menyalurkan panas pada LNG sehingga mengalami perubahan wujud menjadi fase uap. Sebelum proses ini, LNG terlebih dahulu dinaikkan tekanannya hingga sekitar 700 psig menyesuaikan dengan tekanan pada pipa transmisi.
4. Unit distribusi; Unit penyaluran gas adalah untuk menyalurkan gas hasil dari unit regasifikasi ke pengguna/pelanggan gas. Terminal LNG dikembangkan dalam ukuran skala yang cukup luas, dari ukuran yang kurang dari satu juta per tahun (MTPA) hingga 10 juta ton per tahun (MTPA) terhadap gas yang dihasilkan. Pengguna akhir untuk gas ini meliputi:
 - Pembangkit listrik untuk wilayah metropolitan yang luas
 - Industri/bahan bakar domestik dalam wilayah metropolitan
 - Pembangkit listrik untuk pemakaian regional
 - Industri/bahan bakar domestik via jaringan pipa untuk kegunaan regional
 - Feedstock untuk manufacture dari industri kimia lainnya

Seperti digambarkan pada gambar 2.14, menjelaskan komponen-komponen dari terminal LNG regasification .



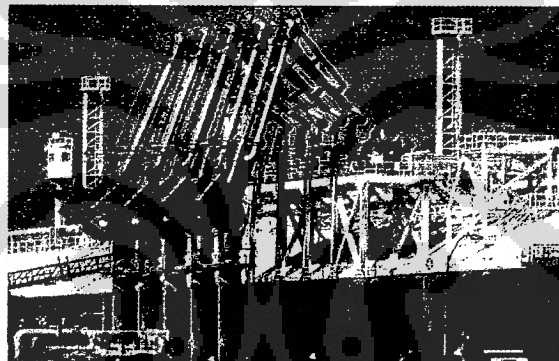
Gambar 2.14 Diagram alir proses pada terminal *LNG Receiving*, disederhanakan (Tarakad)

Sistem yang terdapat pada 4 (empat) bagian utama dari suatu Terminal LNG dapat dijelaskan sebagai berikut;

1. Sistem Unloading

Sistem unloading LNG seperti pada gambar dibawah, terdiri dari semua fasilitas, infrastruktur dan peralatan yang diperlukan untuk merapatnya kapal LNG dengan aman, untuk menetapkan hubungan interface kapal -ke- pantai dan memindahkan muatan dari kapal ke pipa yang ada didarat. Sistem ini juga meliputi fasilitas untuk pelepasan interface kapal – ke – pantai pada akhir kegiatan *unloading* dan untuk menjauhnya kapal dalam perjalanan kembalinya. Secara spesifik sistem *unloading* terdiri dari :

- Merapatkan dan memindahkan jangkar untuk keamanan kapal LNG ke dermaga unloading.
- Platform unloading yang mendukung



Gambar 2.15 Gambar Loading Arms (SVT)

2. Sistem Penyimpanan

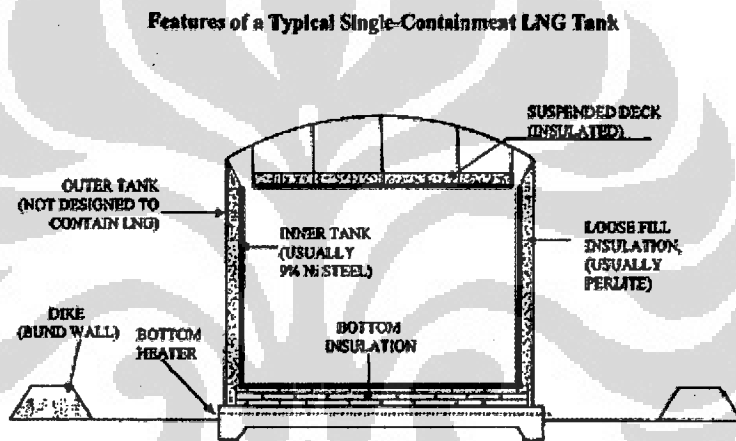
Sistem penyimpanan menyediakan suatu penyangga antara penyaluran LNG dari kapal dan penguapan yang meregasifikasi LNG. Sistem terdiri dari satu atau lebih tanki-tanki yang didisain khusus. Kapal pembawa LNG tiba di terminal pada interval tertentu. Persyaratan kapasitas minimum penyimpanan adalah volume penyaluran LNG dari kapal terbesar yang diperkirakan ada di terminal. Secara praktis, penyimpanan yang terpasang adalah lebih besar dari pada syarat minimumnya. Kelebihan kapasitas penyimpanan disediakan untukantisipasi keterlambatan kedatangan kapal yang terjadwal atau tidak terjadwal.

Tanki penyimpanan dapat dikategorikan atas dua jenis yaitu inground dan above ground seperti digambarkan dibawah ini. Umumnya tanki above ground

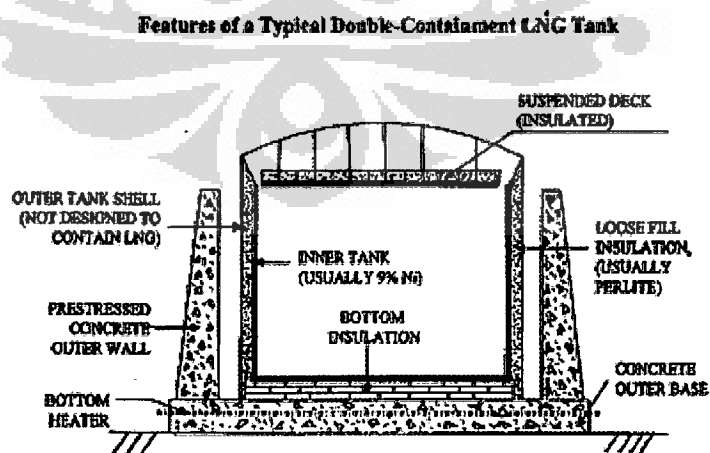
yang digunakan karena sudah teruji penggunaannya dan terdiri dari 4 macam yaitu;

a. Single Containment;

Tanki bagian dalam terbuat dari baja Nikel 9% yang berdiri sendiri. Bagian dalam tanki dikelilingi oleh dinding bagian luar yang terbuat dari baja karbon yang memberikan insulasi perlit pada ruang annular. Bagian luar tanki yang berupa baja karbon tidak memiliki kemampuan untuk diisi material kriogenik, sehingga perlindungan hanya dilakukan oleh tanki bagian dalam. Tanki jenis ini seperti gambar 2.16, adalah tanki pertama kali yang dikembangkan dan sekarang utamanya digunakan pada lokasi remote.



Gambar 2.16. Sistem tanki LNG tipe Single Containment (Tarakad)



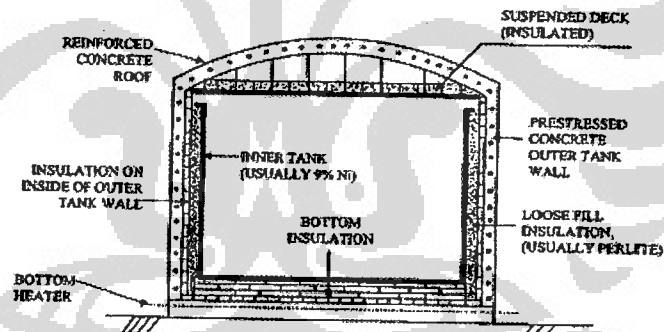
Gambar 2.17 Sistem tanki LNG tipe Double Containment (Tarakad)

b. Double Containment;

Seperti pada gambar 2.17, terdapat dinding luar dari beton pre-stressed sehingga bila bagian dalam gagal maka bagian luar dapat menampung cairan kriogenik, serta uap akan keluar melalui celah annular. Beton untuk dinding bagian luar tersebut bisa menambah biaya, tapi jumlah lahan berkurang karena tidak adanya saluran diluar seperti pada single containment.

c. Full Containment;

Celah annular antara bagian dalam dan luar tanki ditutup. Umumnya jenis tanki ini memiliki atap beton maupun dinding bagian luar yang terbuat dari beton pre-stressed serta dilengkapi insulasi yang memadai untuk memindahkan kebocoran panas (boill off). Dinding bagian luar dan atapnya dapat menampung baik cairan kriogenik maupun uap yang dihasilkan. Full Containment digambarkan dibawah ini.



Gambar 2.18 Sistem tanki LNG tipe Full Containment (Tarakad)

d. Membrane

Tanki beton pre-stressed yang ditutup dengan suatu layer insulasi dari membran baja stainless tipis. Tanki beton menahan beban hidrostatis yang ditransfer melalui membran dan insulasi (dengan kata lain, membran tidak menahan sendiri). Membran dapat menyusut dan mengembang dengan perubahan temperatur.

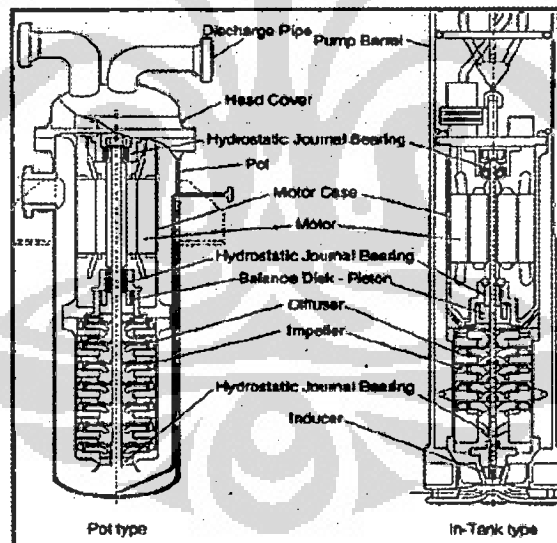
Saat ini, jenis tanki yang paling banyak digunakan adalah jenis Single Containment seperti terlihat pada tabel dibawah ini.

Tabel 2. 8 World LNG Containment System (Suprpto.Yoga P)

Single Containment Type	320
Double Containment Type	15
Full Containment Type	110
Membrane Containment Type	30
Membrane In-ground Containment Type	50

3. Sistim Pemompaan Keluar (pump out)

Tanki LNG beroperasi pada tekanan sangat rendah, sedikit diatas tekanan atmosphere. Gas dari terminal perlu disalurkan pada tekanan yang dinaikan. Karena pemompaan cairan lebih mudah dan tidak begitu mahal dibandingkan penekanan gas, LNG dipompa pada tekanan keluaran yang diinginkan untuk regasifikasi.



Gambar 2.19 Pompa LNG (Tokyo Boeki)

Sistim pemompaan dapat terdiri dari satu atau dua tingkat pompa, tergantung pada batasan tekanan gas dan konfigurasi sistim mengatasi gas *boill-off*. Pemompaan cairan kriogenik, terutama pada tingkat persyaratan tinggi dalam fasilitas LNG, adalah teknologi yang khusus. Dalam terminal modern pompa

tingkat satu hampir selalu dipasang dalam tanki penyimpanan, dan dikenal sebagai "in-tank pumps" (pompa tanki-dalam) seperti pada gambar diatas. Pompa tingkat dua, apabila dibutuhkan diletakan diluar tanki, atau dalam "proses area". Pompa tingkat dua disalurkan pada tekanan cukup tinggi untuk keamanan batasan tekanan dipagar terminal. Sebagai contoh, apabila tekanan disalurkan pada pembangkit listrik yang bersebelahan, limit batas tekanan akan relatif rendah. Pada kesempatan lain, jika gas disalurkan dalam jaringan perpipaan yang panjang, limit batas tekanan dapat mencapai 70 hingga 80 bar atau bahkan lebih tinggi.

4. Gas Boil-Off dan Penanganannya

LNG adalah suatu cairan kriogenik yang mempunyai temperatur, pada tekanan atmosfer kira-kira -162° C. Panas yang masuk ke LNG (sering direfrensikan sebagai "heat inleak") akibat transfer panas dari sekitar mengakibatkan LNG memanas. Bagaimanapun, dalam tanki penyimpanan LNG perlu dipertahankan pada suatu temperatur yang rendah, konsisten dengan tekanan operasi yang rendah. Karena, panas diserap oleh LNG harus dilepas dengan "flashing" (atau boiling-off) beberapa bagian dari cairan ke gas. Penanganan boil-off gas memerlukan peralatan kompresi yang mahal untuk memasang dan mengoperasikannya. Setiap usaha dilakukan untuk menurunkan jumlah produksi dari gas boil-off. Rata-rata boill off adalah 0,05% - 0,06% per hari

Tiga faktor utama penyebab terjadinya boill-off :

1. Unloaded LNG dari kapal mungkin sedikit lebih hangat daripada temperatur yang dibutuhkan dalam tanki penyimpanan.
2. Energi yang digunakan pompa kapal ditrasnfer ke LNG sebagai panas
3. Panas ambient ditrasnfer kedalam LNG melalui insulasi kriogenik dalam pipa, peralatan dan tanki penyimpanan.

Disain dan operasional dari penanganan sistem Boil-off melibatkan pengaturan prioritas untuk disposisi yang efisiensinya, termasuk utilisasinya sebagai bahan bakar gas dan rekondisasi kedalam LNG yang dikirim ke alat penguapan (vaporizers). Gas boil-off yang dihasilkan dalam mode unloading dapat lebih besar daripada gas yang dihasilkan dalam periode antara meng-unloading (periode

antara meng-unloading adalah direfernsikan sebagai "holding mode"). Karenanya, peralatan kompresi lebih besar mungkin dibutuhkan selama mode unloading.

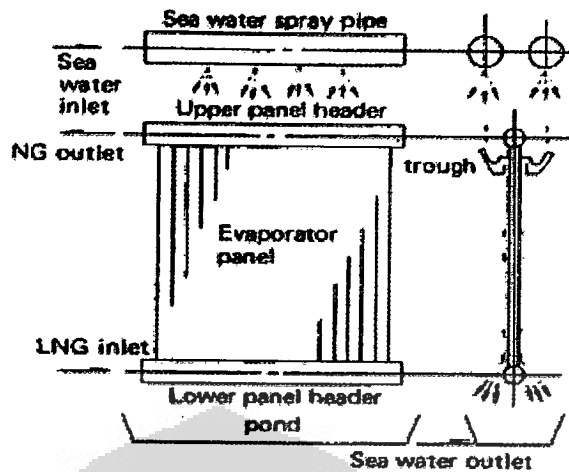
Penanganan uap (boill off gas) dapat dijelaskan sebagai berikut;

- Penggantian volume pada kapal dan tanki penyimpanan
- Untuk pencairan kembali pada LNG yang dikirimkan
- Untuk dikompress pada tekanan pipa dan ditransportasikan melalui pipa
- Untuk dibakar atau dikeluarkan ke atmosfer.

5. Penguapan LNG (vaporizer equipment)

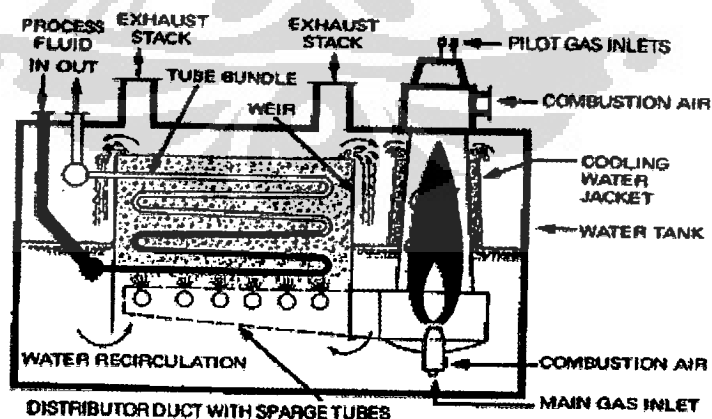
Dalam sistem penguapan, LNG di uapkan ("vaporized") atau diregasifikasi. Transformasi fisik dari bentuk cair (LNG) ke bentuk gas membutuhkan transfer panas kedalam LNG. Peralatan penguapan memenuhi transfer panas dalam cara yang efisien, aman. Beberapa disain dari peralatan penguapan tersedia. Dalam industri baseload LNG dua dari disain-disain ini telah mendapat penerimaan yang luas. Yaitu Open-rack Seawater Vaporizers (ORV), gambar 2.20 dan Submerged Combustion Vaporizers (SCV), gambar 2.21. Perbedaan utama diantara kedua tipe ini adalah dalam sumber panas untuk penguapan. Perbedaan dalam hasil sumber panas sedikit berbeda karakteristik fisiknya untuk kedua jenis peralatan.

Dalam jenis ORV, keuntungan diambil dari perbedaan dalam temperatur antara air laut dan LNG. Sejumlah besar air laut dibawa dalam kontak tidak langsung dengan LNG bertekanan melalui tubing berdisain khusus. Panas ditransfer dari air laut ke LNG, menyebabkan LNG menjadi panas dan menguap. Air laut menyerap "cold" dari LNG dan dikembalikan ke laut beberapa derajat lebih dingin daripada temperatur air laut sekitarnya. Panas air laut secara kebetulan didapatkan bebas/gratis, namun investasi yang cukup berarti dibutuhkan untuk memompa dan perpipaan untuk volume air laut yang besar ke area proses ORV, dan untuk mengembalikan air laut ke lautan/samudra. Penggunaan ORV mungkin tidak efektif bila temperatu air laut lebih rendah dari 5°C hingga 7°C .



Gambar 2.20 Komponen utama Open Rack seawater vaporizer (Sumitomo Precision Product)

Pada SC, panas dihasilkan dengan membakar gas alam. Istilah "submerged combustion" telah berkembang karena panas gas dari pembakaran gas alam digelumbungkan melalui sebuah bak air. Tubing atau koil yang membawa LNG ditenamkan dalam bak ini, sehingga air bertindak sebagai media pembatas antara gas yang panas dan LNG yang dingin. Peralatan SCV lebih kompak dan tidak semahal dari tipe ORV. Tapi bagaimanapun, sekitar 1,5% gas alam yang diimpor dikonsumsi sebagai bahan bakar. Bahan bakar gas alam ini membawa harga yang sama seperti gas yang ada pada terminal batas kepemilikan dan dalam pertimbangan ekonomi yang singkat akan menyetujui tipe ORV.



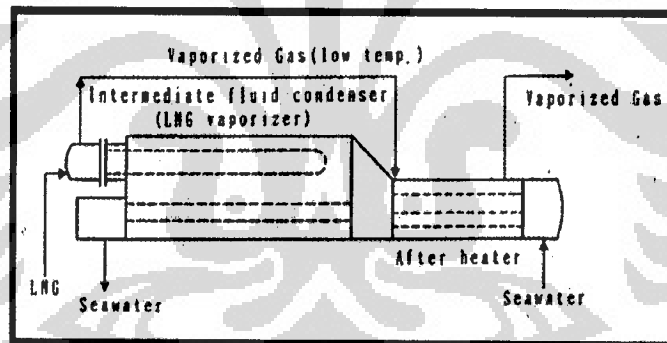
Gambar 2.21 Submerged combustion vaporizer (T – Thermal)

Tidak umum bagi terminal LNG untuk mempunyai dua tipe alat penguapan dengan SCV disiapkan suatu cadangan atau untuk kapasitas lebih. Sering, isu regulator dan lingkungan, berbeda dengan cara teknis atau pertimbangan ekonomi akan menentukan pilihan dari jenis alat penguapan (vaporizer type).

Gambar 2.22 dan 2.23 berikut adalah vaporizer yang digunakan pada proyek cave point USA yang menggunakan fluida intermediet.



Gambar 2.22 Cave point vaporizer (USA)



Gambar 2.23 Skematik dari Shell dan Tube Vaporizer dengan Fluida Intermediet (Tarlowski)

6. Utilitas

Utilitas utama adalah pembangkit listrik, nitrogen, dan udara. Jika alat penguapan SCV digunakan, permintaan untuk bahan bakar gas akan cukup berarti dan juga suatu utilitas utama. Air laut untuk ORV juga dipertimbangkan sebagai suatu utilitas. Peralatan lain mungkin termasuk untuk pelayanan air, air minum, dan diesel untuk pembangkit listrik darurat.

Pembangkit listrik digunakan untuk pompa LNG, kompresor *boil-off*, pompa air laut, pemakaian lain seperti penerangan dan pendingin ruangan. Penggunaan power untuk jaringan lokal dimungkinkan jadi salah satu pilihan. Tapi pembangkit listrik adalah suatu utilitas yang kritis dan dalam praktek umumnya memasang suatu generator listrik turbin gas untuk memasok seluruh permintaan plant.

Nitrogen digunakan untuk purging dan inerting unloading arm dan penguapan arms, keduanya sebelum dan sesudah unloading kapal. Purging dan inerting juga selalu langkah yang aman selama perawatan dari peralatan pengisian gas. Nitrogen mungkin dihasilkan dalam fasilitas, atau jika tersedia yang siap pakai, mungkin dipesan dalam bentuk cair dan disimpan dilapangan.

7. Fasilitas Pendukung dan Luar Lokasi

Kategori Bagian luar lokasi (*off site*) meliputi sistem flare, sistem pembuangan –air- angin dan sistem pembuangan sisa air. Sistem pendukung lainnya meliputi air – bahaya kebakaran dan sistem perlindungan kebakaran.

Sistem flare mengumpulkan dan dengan aman membakar, melepaskan dalam bentuk gas dari plant. Sumber-sumber yang cukup berarti *gas flare* meliputi pelepasan dari relief-valve, pengontrolan venting dari tanki penyimpanan dan peralatan *plant*, *blow down/depressurization* selama perawatan, dan pelepasan selama kondisi darurat.

Umum untuk memasang dua *flare*, satu *flare* tekanan rendah dan *flare* tekanan tinggi. *Flare* tekanan rendah menangani pelepasan dari tanki LNG dan pipa tekanan rendah yang berhubungan. *Flare* tekanan tinggi menangani seluruh pelepasan lain, utamanya dari penguapan dan area kompresor.

Sistem perlindungan terhadap api mencakup seluruh area dari fasilitas dimana gas yang dapat terbakar disimpan atau ditangani. Keduanya terdiri dari sistem aktif dan pasif. Sistem pasif meliputi deteksi (untuk api, gas, asap, temperatur rendah) dan pengukuran fire suppression (kebakaran dengan membanjiri air, sprinkle, bubuk kimia kering, busa ekspansi tinggi).

2.3.2 KEEKONOMIAN

Dalam menghitung biaya kapital pada rantai transportasi LNG, harus dipertimbangkan juga bahwa dalam satu rantai dibutuhkan beberapa kapal jika rantai akan difungsikan secara efisien. Karena faktor jarak, ukuran kapal yang tersedia, serta ukuran *train* pencairan untuk memproduksi LNG secara ekonomis, umumnya rata-rata dibutuhkan 3 hingga 7 kapal dalam suatu rantai transportasi LNG.

Disamping biaya kapital, juga terdapat biaya operasional. Faktor yang terkait termasuk biaya bahan bakar, pengeluaran administratif dan umum (termasuk biaya untuk awak kapal, pajak, asuransi, serta biaya operasi dan pemeliharaan) ditambah biaya pelabuhan. Biaya variabel untuk pengiriman ini akan berbeda-beda tergantung jarak transportasi LNG serta biaya yang terkait dengan bahan bakar *boil-off*. Namun secara umum biaya variabel akan berada pada US\$ 0.01/MCF.

Setelah kapal sampai ke terminal penerimaan, LNG kemudian ditempatkan pada tanki penyimpanan khusus, untuk kemudian diregasifikasi dari fase cair, sehingga gas bisa diangkut ke pengguna melalui pipa penyalur. Tahapan dalam proses regasifikasi adalah Bongkar muat, Penyimpanan LNG, Penguapan, dan Pengiriman ke pipa penyalur.

Karena terminal regasifikasi dirancang sesuai dengan kondisi lapangan serta pasar, biaya kapitalnya dapat bervariasi. *Rule of thumb*, komponen biaya terminal regasifikasi adalah sebagai berikut.

Tabel 2. 9 Komponen Biaya Terminal Regasifikasi LNG (Tarlowski)

Komponen	Persentase
Dermaga	11%
Tanki	45%
Proses	24%
Utilitas	16%
Fasilitas umum	4%
Total	100%

Pada tabel di atas dapat dilihat bahwa tanki LNG membutuhkan porsi biaya yang cukup besar pada sebuah terminal regasifikasi LNG. Perkiraan fasilitas

umumnya termasuk kapasitas penyimpanan yang mampu untuk menampung volume dari satu atau dua tanker. Namun akhir-akhir ini beberapa terminal regasifikasi telah menambah kapasitas penyimpanannya minimal tiga kali penyimpanan dari bongkar muat dari kapal berukuran terbesar yang dapat bersandar di terminal tersebut. Sebuah tanki penyimpanan *full containment* diperkirakan membutuhkan biaya kapital dari US\$ 60 hingga 80 juta. Sehingga jika fasilitas dirancang untuk kapal berukuran 145.000 m³, maka dibutuhkan biaya mencapai US\$ 180 hingga 240 juta.

Namun seiring dengan berjalannya waktu, diikuti dengan Kemajuan teknologi, material, dan teknik konstruksi meningkatkan kapasitas menjadi hingga 200.000 m³ saat ini. Biaya untuk tanki penyimpanan LNG juga semakin menurun. *single containment* juga telah menurun pada 10 tahun terakhir. Saat ini, harga untuk tanki *single containment* dengan kapasitas 130.000 m³ adalah sekitar US\$ 27 juta, dibandingkan dengan US\$ 55 juta pada awal tahun 1990-an dengan kapasitas 160.000 m³. Pada era tersebut, untuk jenis tanki *full containment* adalah lebih mahal lagi yaitu mencapai hingga US\$ 75 juta untuk kapasitas 160.000 m³.

Terminal regasifikasi juga meliputi sejumlah penguap (*evaporizer*). Biaya penguapan berada pada sekitar US\$ 40 juta untuk teknologi *Open Rack Vaporisers* (ORV) atau US\$ 15 juta untuk teknologi *Submerged Combustion Vaporiser* (SVC), dengan asumsi kapasitas 1 Bcf/hari. Baik untuk terminal darat atau lepas pantai, akan terdapat biaya tambahan jika muatan Btu gas harus disesuaikan. Biaya untuk fraksinasi atau injeksi nitrogen atau udara berkisar antara US\$ 30 hingga 60 juta. Biaya total terminal darat dengan dua buah tanki penyimpanan dengan kapasitas penyaluran 1 Bcf/hari adalah sekitar US\$ 500 juta.

Biaya variabel suatu terminal regasifikasi termasuk biaya administratif, operasi, dan pemeliharaan, energi untuk pompa dan kompresor, dan jika digunakan teknologi SCV, dibutuhkan bahan bakar untuk memanaskan air. SCV yang umumnya menggunakan 1,5% gas yang diuapkan sebagai bahan bakar, dapat menambah biaya variabel operasi secara signifikan. Biaya operasi tidak termasuk bahan bakar untuk SCV umumnya sekitar US\$ 0.08/MCF. Biaya bahan bakar untuk sebuah unit SCV akan bervariasi bergantung pada kondisi pasar gas

alam. Jika harga gas US\$ 6/MCF, maka biayanya sekitar US\$ 0.09/MCF, sehingga biaya operasi keseluruhan mencapai US\$ 0.17/MCF untuk sebuah fasilitas yang menggunakan teknologi SCV.

2.3.3 Estimasi Biaya Modal dan Operasional

Dari pengamatan secara umum terhadap biaya kapital maka terdapat beberapa informasi dari beberapa studi terakhir terkait biaya kapital:

- Biaya akan tergantung spesifikasi lapangan
- Pengembangan pelabuhan dapat secara signifikan menambah biaya. Apabila membutuhkan pemecah ombak, maka biaya akan naik secara substansial.
- Dredging yang sangat ekstensif atau jembatan yang panjang akan menambah biaya. Lokasi dengan kedalaman air mendekati plant didarat akan merendahkan biaya secara signifikan.
- Biaya tanki penyimpanan mewakili suatu prosentase besar dari biaya terminal. Tipe sistem kontainmen, jumlah tanki dan kapasitasnya akan mempunyai pengaruh yang besar pada total biaya.
- Kode dan regulasi yang digunakan akan mendatangkan dampak yang utama
- Penguapan air laut adalah modal yang intensip tapi jauh lebih rendah dari biaya operasi.
- Infrastruktur eksisting seperti jalan akses, perumahan, fasilitas kepentingan umum dll, akan menolong menurunkan biaya investasi plant.

1. Tipikal Biaya Modal

Tabel 2.10 dan 2.11 menggambarkan rincian data biaya akhir-akhir ini dari suatu studi terbaru untuk suatu terminal LNG di Asia Selatan. Informasi ini harus dibaca saling berhubungan dengan asumsi disain seperti faktor lapangan lokal, seperti dilihat pada bawah tabel.

Keputusan tergantung lapangan (utamanya fasilitas pelabuhan), tipe penyimpanan LNG dan kode/standar yang diterapkan adalah kontributor terbesar yang

menimbulkan perbedaan biaya. Keputusan antara *open-rack* (ORV) dengan *submerged-combustion* (SCV) vaporizer harus didasarkan pada total biaya selama beroperasi (*life-cycle costs*) dan biasanya untuk fasilitas baseload akan dipilih ORV.

Tabel 2 10. Rincian Biaya dari Studi Terakhir untuk Lokasi Asia Selatan (Tarakad)

No	ITEM	BIAYA (juta USD)	Persentase dari total
1	Jetty, topworks, trestle	48	11.0%
2	LNG tanks	113	25.9%
3	Vaporization, boil-off handling, pumpout	93	21.3%
4	Utilitas, offsites, fire & safety	49	11.2%
5	Allowance for land	1	0.2%
6	Allowance for small township	7	1.6%
7	Owner's project management team	15	3.4%
8	Allowance for new port, including breakwater	110	25.2%
	TOTAL	436	100%

Dasar dan catatan untuk tabel 2.9 diatas dijelaskan sebagai berikut;

- Kapasitas terminal 3 juta TPA
- Lokasi dipepedesaan tapi dekat ke jalan raya utama
- Semua utilitas digerakan didalam fasilitas
- Tidak ada pelabuhan eksisting. Pelabuhan terminal dan pemecah ombak dibangun
- Tanah murah dan banyak
- Jembatan panjang tapi tidak ada permintaan dredging
- Satu jetty, kemampuan sandar kapal tanker 135.000 m3
- Tanki LNG *full containment*, hidrostatik penuh
- Dua tanki LNG berkapasitas masing-masing 125.000 m3
- Penguapan air laut digunakan termasuk satu unit cadangan
- Tenaga lokal terlatih tersedia
- Pajak impor dan iuran lain sekitar 15% dari total biaya lapangan

Tabel 2.11. Data Biaya dari Tabel 2.10 (d disesuaikan untuk konfigurasi berbeda) (Tarakad)

No	ITEM	BIAYA (juta USD)	Persentase dari total
1	Jetty, topworks, trestle	38	10.1%
2	LNG tanks	78	20.6%
3	Vaporization, boil-off handling, pumpout	147	38.9%
4	Utilitas, offsites, fire & safety	70	18.5%
5	Allowance for land	10	2.6%
6	Allowance for small township	0	0.0%
7	Owner's project management team	15	4.0%
8	Allowance for new port, including breakwater	20	5.3%
	TOTAL	378	100%

Dasar dan catatan untuk tabel 2.10 diatas dijelaskan sebagai berikut;

- Kapasitas terminal 5 juta TPA
- Lokasi semi-urban
- Semua utilitas digerakan didalam fasilitas
- Ada pelabuhan eksisting dikembangkan untuk kargo LNG
- Biaya Tanah lebih tinggi dari pada tabel sebelumnya.
- Sebuah jetty, kapasitas sandar kapal tanker 135.000 m3. Tapi jembatan lebih pendek menurunkan biaya dibanding tabel sebelumnya.
- Dua tanki LNG masing-masing 150.000 m3, single containment, partial hidrostatik.

Catatan bahwa biaya tanki telah jatuh cukup signifikan, meskipun kapasitas meningkat, dikarenakan single containment dan partial hidrostatik

- Penguapan air laut digunakan termasuk satu unit cadangan
- Tingkat boil-off selama kapal membongkar muatan diperkirakan menjadi lebih tinggi karena atap tanki metal beroperasi pada tekanan lebih rendah dibandingkn containment penuh dengan atap tanki beton. Ini dan factor lain mengindikasikan bahwa suatu eksponen 0,9 untuk skala dari 3 MTPA ke 5 MTPA adalah masuk akal

- Tenaga terlatih lokal tersedia
- Pajak impor dan iuran lain sekitar 15% dari total biaya lapangan
- Biaya utilisasi, offside dan perlindungan *Fire, Safety* diejas menggunakan status kapasitas 0.7
- Biaya tunjangan yang besar untuk tanah didasarkan pada lokasi semi-rural, lokasi berlawanan dengan lokasi pedalaman seperti tabel sebelumnya
- Tidak ada tunjangan untuk kotapraja (township) dalam mengasumsikan bahwa operasional personal akan mendapatkan perumahan dalam komunitas berdampingan.
- Biaya pemilik manajemen proyek diasumsikan tidak dirubah
- Suatu penurunan utama dalam biaya dicapai karena adanya infrastruktur pelabuhan eksisting.

Sama seperti seluruh *process plant*, biaya modal akan bervariasi secara signifikan dari suatu area geografis dengan area lainnya. Faktor-faktor yang memberi kontribusi terhadap ini kurang menyadarinya – ketersediaan dari tenaga kerja terlatih dan semi terlatih, produktifitas tenaga kerja, presentase peralatan dan material yang harus diimpor, pajak impor dan biaya lokal, dan lain-lain.

2. Biaya Operasi

Komponen-komponen yang signifikan dalam biaya operasi meliputi:

- Biaya personal – upah, gaji, keuntungan dan lain-lain. Untuk staff manajemen, operasional dan administrasi yang berhubungan dengan Terminal. Hal ini bervariasi sepanjang regional, keduanya karena perbedaan dalam struktur kepegawaian dan dalam skala gaji.
- Biaya perawatan *plant* – termasuk peralatan perawatan dan perbaikan, bahan yang habis dipakai dan biaya perawatan. Kategori ini juga bervariasi dari suatu fasilitas dengan lainnya tapi atas suatu perbandingan *range* kecil terhadap biaya personal. Untuk tujuan perencanaan, perawatan *plant* dapat diasumsikan 1% dari biaya *plant replacement*
- Biaya operasi laut – dapat bervariasi dengan *range* yang luas. Dalam suatu studi untuk lokasi Asia Selatan, dengan suatu pelabuhan LNG khusus, ini

diperkirakan sekitar USD. 6 juta per tahun. Meliputi perawatan *tug* dan peluncuran kapal.

- o Bahan bakar gas
- o Biaya operasi lain meliputi asuransi, pajak properti, dan lain-lain dan harus diperhitungkan berdasarkan lokal *rate*.

2.3.4 Analisa Keekonomian

Untuk mengetahui layak atau tidaknya pembangunan Terminal Receiving LNG, selain mempertimbangkan kelayakan faktor teknis, juga perlu ditinjau secara ekonomi. Perhitungan kelayakan keekonomian ini digunakan dua jenis analisis secara mikro dan analisis makro. Dalam analisis mikro, tingkat keuntungan suatu proyek biasanya diukur dengan indikator nilai bersih sekarang (*net present value*), *internal rate of return* (IRR), dan periode pengembalian (*pay back period*, PBP). Sedangkan analisis makro dilakukan dengan meninjau *Benefit Cost Ratio* (B/C Ratio).

Parameter untuk menilai kelayakan ekonomi antara lain:

1. Net Present Value (NPV)

NPV menunjukkan nilai absolut keuntungan dari modal yang diinvestasikan di proyek. NPV merupakan selisih antara pendapatan dengan biaya-biaya (termasuk pajak) yang dikeluarkan dalam tahun buku tertentu yang mencerminkan tingkat penyusutan nilai uang akibat faktor finansial seperti inflasi. NPV yang didiskon mencerminkan nilai bersih (absolute) dari keuntungan proyek. Bentuk umum persamaan NPV sebagai berikut:

$$NPV = \sum_{i=0}^T \frac{X_i}{(1+i)^i} \dots\dots\dots(2.2)$$

Atau dapat juga ditulis:

$$NPV = X_0 + \frac{X_1}{(1+i)} + \frac{X_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{X_N}{(1+i)^N} \dots\dots\dots(2.3)$$

Dimana:

- NPV = *Net Present Value* / nilai bersih sekarang suatu proyek
- X₀ = *Cashflow* / arus kas pada tahun 0

$X_{1,2,\dots,n}$ = *Cashflow*/ arus kas pada tahun 1, 2,n
i = faktor diskon, *discount rate-i*
n = tahun buku

Dari formula diatas, NPV positif menunjukkan proyek memberikan keuntungan, sebaliknya NPV negatif menunjukkan proyek rugi. Berdasarkan formula diatas, nilai NPV dipengaruhi oleh faktor diskon (*discount rate*)-nya. Semakin besar faktor diskon maka NPV akan mengecil.

2. Internal Rate of Return (IRR)

IRR adalah indikator yang menunjukkan kemampuan pengembalian investasi suatu proyek yang dapat diekspresikan dengan rumus dibawah ini.

$$\sum_{i=0}^f \frac{X_i}{(1 + RO)^i} = 0 \dots\dots\dots(2.4)$$

Dimana:

X_t = *Cashflow* ditahun ke -t

i = suku bunga (*discount rate*)

Semakin besar IRR maka proyek akan semakin baik. Dalam evaluasi proyek nilai IRR dibandingkan dengan nilai MARR (*Minimum Attractive Rate of Return*) yang dikehendaki Badan Usaha. Jika IRR lebih besar atau sama dengan MARR maka proyek dinilai layak dieksekusi, demikian pula sebaliknya. Nilai MARR proyek telah mengakomodasi faktor biaya modal, resiko dan tingkat keuntungan yang dikehendaki, atau

$$MARR = \text{cost of capital} + \text{risk premium} + \text{profit margin}$$

Biaya modal (*cost of capital*) merupakan biaya dana yang dipakai untuk proyek, bersumberkan dana internal perusahaan (baik dari akumulasi keuntungan maupun penerbitan saham baru) maupun dari pinjaman (perbankan atau obligasi). Semakin mahal biaya dana maka MARR akan semakin besar. Dalam kondisi tertentu biaya modal merupakan optimasi dari sumber-sumber dana yang ada untuk memberikan biaya modal yang optimum.

3. Periode Pengembalian Proyek (*Pay Back Period*)

Periode pengembalian atau payback period, disebut juga *pay out time* (POT) dari suatu proyek didefinisikan sebagai periode dimana akumulasi penerimaan sama dengan akumulasi biayanya. Periode pengembalian dihitung dengan mengakumulasikan Cashflow sama dengan nol maka periode pengembalian telah tercapai. Secara matematis periode pengembalian dirumuskan sebagai:

$$\sum_{t=0}^{t=POT} X_t = 0 \dots\dots\dots(2.5)$$

Dimana:

Xt = *Cashflow* pada tahun t

POT = periode pengembalian proyek

t = tahun buku berjalan

Periode pengembalian mencerminkan lama modal investasi dapat kembali. Semakin cepat modal kembali maka *attractiveness* proyek akan semakin baik, demikian pula sebaliknya

4. Benefit Cost Ratio (B/C Ratio)

Kriteria ini membandingkan antara keuntungan yang diperoleh dengan biaya yang dikeluarkan (biaya investasi dan operasi). Secara matematis Benefit Cost Ratio menggunakan persamaan:

$$\text{Ratio B/C} = \frac{\text{PV Pendapatan Bersih}}{\text{PV Investasi}} \dots\dots\dots(2.6)$$

Semakin besar harga ratio B/C, semakin layak investasi suatu proyek. Pilihan melakukan investasi diambil jika harga B/C > 1, jika B/C =1 maka Badan Usaha tidak memperoleh perbedaan dalam hal memilih untuk berinvestasi dan jika B/C < 1 maka lebih baik tidak berinvestasi.

BAB III

METODOLOGI

3.1 TAHAPAN PENELITIAN

Secara umum metodologi yang digunakan guna mencapai sasaran yang hendak dicapai dalam penulisan ini dapat digambarkan pada gambar flowchart dibawah ini.



Gambar 3. 1. Metodologi penulisan

3.1.1 Analisa *Supply* – *Demand* Gas

Analisa *supply* dan *demand* dilakukan untuk mengetahui seberapa besar permintaan gas di wilayah pulau Jawa khususnya di wilayah yang telah tersedia jaringan infrastruktur gas alam melalui perpipaan yang eksisting dan potensi pembangkit listrik yang ada disekitarnya. Analisa *supply* dan *demand* akan dilakukan dengan mengumpulkan data permintaan gas dan ketersediaan pasokan gas di wilayah Jawa Barat dan Jawa Timur. Data permintaan gas akan didasarkan pada permintaan gas dari pelanggan PGN baik yang sudah terkontrak dan permintaan potensial berdasarkan hasil survey. Pertumbuhan permintaan gas akan didasarkan pada pertumbuhan GDP Indonesia. Data ketersediaan pasokan gas akan didasarkan pada ketersediaan pasokan gas dari kontrak eksisting dan pasokan

dari sumber-sumber potensial di area sekitar wilayah Jawa. Gas Balance akan dianalisa dalam 2 skenario yaitu skenario PGN dan PLN.

Sumber pasokan LNG (*Possible Sources*) akan menggunakan asumsi pasokan dari dalam negeri (domestic) berupa pengalihan ekspor LNG yang selama ini dilakukan. Dengan komitmen memprioritaskan permintaan dalam negeri, alokasi ekspor gas ke pembeli di Jepang akan dikurangi sekitar setengahnya terhitung mulai kontrak pada 2010. Pemasaran LNG dari Bontang Diperkirakan untuk jangka pendek akan didapatkan pasokan dari kilang Bontang di Kalimantan Timur dan kilang Tangguh di Papua untuk jangka panjang.

Analisa harga LNG akan ditentukan dengan pendekatan harga FOB dengan menggunakan data dari beberapa sumber produsen yang kecenderungannya masih menggunakan harga minyak.

3.1.2 Tinjauan Teknologi

Kehandalan (Realibility) dari operasional Terminal Penerima Gas Alam Cair adalah tujuan utama dari disain ini. Biaya konstruksi sama pentingnya dalam element disain. Dari titik tolak diatas, ditentukan untuk mendisain fasilitas dari Terminal Penerima Gas Alam Cair dengan memanfaatkan teknologi yang sudah berkembang baik, peralatan dan material yang menurut pengalaman telah secara terbukti baik secara nyata untuk membatasi pengulangan proses yang tidak perlu dan jumlah instalasi cadangan seminimal mungkin.

Seleksi teknologi dapat dilakukan dengan dimulai dari overview atas kemampuan operasi atau teknologi yang sedang dipasang (under construction), yang antara lain secara luas digunakan terminal konvensional/didarat (onshore).

Secara umum disain teknologi terminal penerima gas alam cair dikenal dua jenis yaitu tipe Onshore (didarat) dan tipe Offshore (dilaut). Masing-masing mempunyai kelebihan dan kekurangannya masing-masing. Namun perbedaan mendasar adalah untuk teknologi onshore membutuhkan lahan tanah dengan luas tertentu sedangkan untuk teknologi offshore tidak membutuhkan lahan sama sekali, sementara teknologi *floating* nya belum teruji.

Teknologi offshore terdapat beberapa alternatif pilihan teknologi yang dapat digunakan yaitu ,

- GBS (Gravity Base Structure) dimana terminal dibuat dengan pondasi terbuat dari beton yang dipancang didasar laut dan terapung (floating) atau gravity (sementara/bias dipindah-pindah)
- FSRU (Floating Storage & Regasification Unit) yang menggunakan kapal yang dilengkapi tanki dan unit regasifikasi.
- *Fixed Platform* yang menggunakan teknologi *offshore non floating*,
- *Regasification Vessel* yang menggunakan kapal pembawa gas alam cair/*LNG carrier* yang dimodifikasi .

Masing-masing juga memiliki kelebihan dan kekurangan, misalnya *gravity* memungkinkan fasilitas itu bisa dipindah-pindah namun juga membutuhkan biaya yang cukup tinggi.

Kapasitas yang akan dibangun sangat terkait dengan pasokan gas. Sebab kontrak gas biasanya dilakukan dalam jangka panjang, sehingga harus dipastikan berapa kapasitasnya sebelum mencari pasokan gas dari dalam negeri maupun impor.

3.1.3 Pemilihan Lokasi

Pada pemilihan calon lokasi terminal penerima LNG diperlukan tahapan pekerjaan sbb:

- a. Permintaan Badan Usaha (PGN, PLN dan Pertamina) akan Terminal Penerima LNG harus didefinisikan dengan pasti terlebih dahulu:
 - Wilayah yang akan menjadi target *demand* gas dari LNG (Jawa Barat atau Timur)
 - Besaran permintaan gas yang akan dipenuhi oleh LNG
 - Teknologi Terminal Penerima LNG yang akan dipilih beserta persyaratan penentuan lokasi yang menyertai dari masing-masing teknologin Terminal tersebut
 - Kemungkinan Integrasi dengan Jaringan Pipa (eksisting maupun baru)

▪ Persyaratan Teknis untuk dibangunnya sebuah Terminal Penerima LNG

- Ketersediaan lahan
- Aksesibilitas lokasi baik dari darat maupun dari laut
- Ketersediaan infrastruktur pendukung (listrik, air dll)
- Kedalaman laut dan kondisi pantai
- Peluang munculnya dampak terhadap lingkungan

Setelah seluruh proses analisa dan perbandingan masing-masing lokasi dilakukan maka kajian ini akan merekomendasikan lokasi beserta prioritas alternatifnya. Alternatif lokasi LNG RT akan diuraikan hasil dari beberapa studi yang terkait diantaranya yaitu Bojanegara, Banten dan Gresik, Jawa Timur.

3.1.4 Disain Dasar Fasilitas

Terminal Penerima LNG menerima gas alam cair dari kapal khusus, menyimpan gas cair dalam tanki khusus, menguapkan LNG dan kemudian mengirimkan gas alam ke dalam suatu jaringan pipa.

Umumnya selama tahapan disain dasar, setiap komponen dari terminal akan dievaluasi untuk penerapan teknologi yang paling sesuai dengan perimbangan efisiensi sistem, reabilitas, biaya dan faktor keselamatan.

Tabel 3.1 dibawah memuat daftar faktor-faktor disain yang dipertimbangkan dan pemilihan teknologi yang dapat digunakan untuk komponen-komponen utama

Tabel 3. 1 Faktor disain dan teknologi yang dapat digunakan

No	Komponen	Faktor Disain	Teknologi yang tersedia
1	Sistem <i>unloading</i> LNG	<ul style="list-style-type: none"> • Disain <i>unloading arms</i> LNG • Disain <i>Unloading line</i> • Special considerations for <i>unloading line</i> piping 	
2	Tanki penyimpanan LNG	<ul style="list-style-type: none"> • Total kapasitas penyimpanan • Jumlah dari Tanki • Tipe-tipe dari <i>containment</i> • Standar yang dapat digunakan 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Single containment</i> • <i>Double containment</i> • <i>Full containment</i> • <i>Membrane</i>
3	Penguapan (Vaporisers) LNG	<ul style="list-style-type: none"> • Disain and perbandingan biaya untuk tipe vaporizer 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Open Rack Vaporisers</i> • <i>Submerged Combustion Vaporisers</i>

			<ul style="list-style-type: none"> • <i>Shell and Tube Vaporisers</i>
4	Pompa LNG	<ul style="list-style-type: none"> • Disain <i>Submerged Electric motor</i> • Disain <i>Ball Bearing</i> • Material khusus konstruksi • Pengujian • Pertimbangan atas <i>Cool-down and start up</i> • <i>Pump Sizing</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Centrifugal type Multiple stage submersible pump</i> • <i>Suction vessel-mounted design</i>
5	Sistem penanganan Uap (Vapor)	<ul style="list-style-type: none"> • Sumber gas Boil-off : unloading mode • Sumber gas Boil-off : Holding mode • Tabulation dari tingkat gas Boil-off • Kompresor gas <i>Boil off</i> • Disposisi gas Boil-off 	
6	Utilitas pendukung, perpipaan, valves, sistem control, dan sistem keselamatan yang diperlukan untuk pengoperasian terminal yang aman.	<p><u>UTILITAS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Pembangkit listrik dan cadangan • Permintaan bahan bakar gas dan • Air laut • IA/PA and N2 • Fresh and potable water • <i>Flare</i> dan sistem venting • Pembuangan air limbah • Sistem Odoran • Sistem Metering <p><u>PROTEKSI SAFETY AND FIRE</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Sistem Safety protection • Fire fighting dan proteksi • Safety dalam operasi 	

3.1.5 Kapasitas Terminal/Pasokan

Dua pengertian kapasitas pada terminal yaitu kapasitas pasokan gas ke konsumen (throughput) dan kapasitas penimbunan LNG di terminal (storage capacity). Pembangunan terminal dilakukan dalam dua tahap yaitu 184 MMSCFD dan 368 MMSCFD. Pada kapasitas pasokan maksimum dalam berbagai satuan sebagai berikut;

Flow	Volume/massa	waktu
368	mmscf	hari
19,704	m ³	hari
7.980	Ton LNG	hari
332,5	Ton LNG	Jam
7,98	Kg LNG	hari

Basis *inventory days planning* tanki untuk berbagai wilayah dunia dari terminal biasanya membutuhkan waktu 3,5 – 40 hari, rata-rata *inventory days planning* sekitar 12 hari. Sebaiknya waktu lebih singkat agar biaya pembelian tanki dapat lebih singkat agar biaya pembelian tanki dapat ditekan.

Inventory days (storage capacity) untuk waktu kurang dari 10 hari merupakan waktu *inventory terminal* untuk keperluan *power plant* (Tarakad, 2003). Pada terminal penyimpanan LNG rata-rata memiliki 5 hari sebagai waktu *inventory* pada kapasitas pasokan maksimum, kondisi ini menyebabkan kemampuan terminal tidak akan mampu untuk menyediakan gas bagi industri *power plant* (sebaiknya lebih dari 10 hari). Apabila terminal dibangun untuk industri dan *power plant*, maka ditentukan *inventory days planning* (storage capacity) selama 15 hari yang akan menentukan ukuran storage. Sehingga besarnya *storage capacity* adalah :

$19.704 \text{ m}^3/\text{hari} \times 15 \text{ hari}$ adalah 295.555 m^3 . Maka pada kapasitas 368 MMSCFD dan *inventory days* 15 hari, besarnya kapasitas penimbunan 295.555 m^3 . Maka kapasitas total storage tank yang dipilih sebesar 300.000 m^3 . Pada kapasitas tersebut kemungkinan kapasitas tanki adalah $100.000 \text{ m}^3 - 150.000 \text{ m}^3$.

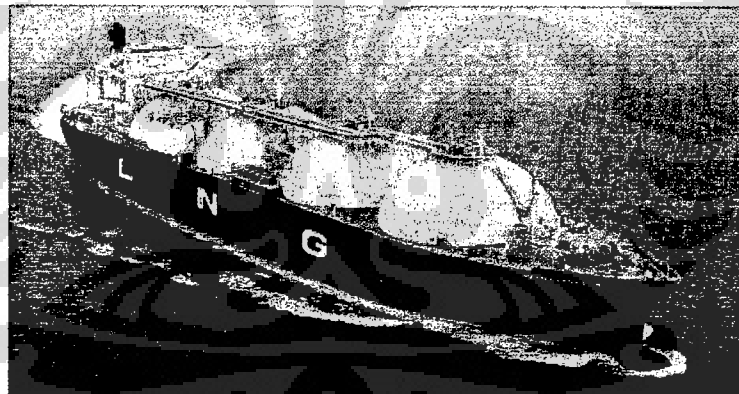
3.1.6 Transportasi LNG

Penentuan transportation cost akan dipengaruhi oleh metode yang dipakai apakah sewa atau memiliki sendiri kapal pengangkut LNG. Sebagai bahan perhitungan tentunya diperlukan nilai CAPEX dan OPEX dengan referensi dari

beberapa industri perkapalan serta beberapa asumsi tingkat pemanfaatan kapal tersebut. Akan juga dilakukan studi literature dari beberapa shipping company yang memberikan penawaran biaya pengangkutan LNG dengan memberikan beberapa contoh studi kasus yang akan dibuat.

Biaya transportasi akan dihitung persatuan energi yang dibawa (USD/MMBTU)

Penentuan jenis dan kapasitas kapal dipengaruhi beberapa faktor seperti besarnya proyeksi *demand* yang akan dipenuhi (gas balance), jenis teknologi yang akan diaplikasikan, metode *supply* dan ketersediaan ukuran kapal yang ada dipasaran serta harga yang ditawarkan. Data yang dibutuhkan akan diperoleh dari referensi dari perusahaan pelayaran maupun data sekunder lainnya. Data data tersebut akan dianalisa agar bisa didapatkan kapasitas kapal yang paling optimal dalam mengangkut LNG sesuai proyeksi permintaan yang ada. Pada saat ini kecendrungan pasar kapal LNG memiliki ukuran sekitar 125.000 – 145.000 m³. Seperti pada gambar di bawah ini adalah kapal pertama pembawa LNG berkapasitas 145.000 m³ milik negara Jepang.



Gambar 3. 2. Kapal pembawa LNG 145.000 m³, Kawasaki HI (Energy Frontier)

Perhitungan simulasi perjalanan kapal, dilakukan dengan memperhatikan beberapa parameter untuk kemudian dilakukan iterasi untuk mendapatkan hasil yang paling optimal. Parameter yang dimaksud diantaranya adalah :

- Kapasitas LNG tanker
- Jarak antara Receiving Terminal dan LNG Producer
- Jumlah hari pelayaran setiap trip

- Kapasitas tanki Penyimpanan

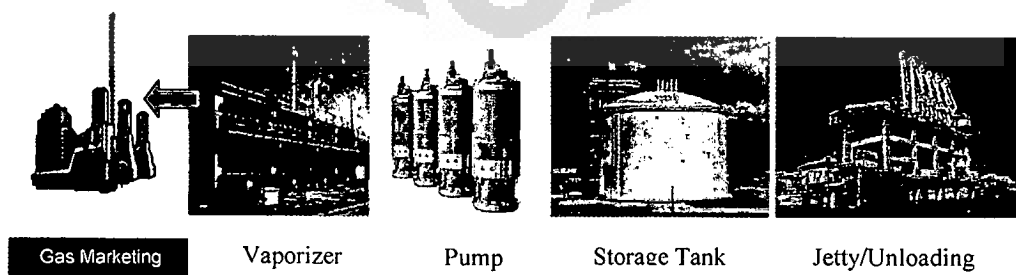
Masing masing faktor tersebut akan dianalisa untuk kemudian dibuat suatu formulasi dan iterasi sehingga bisa didapatkan suatu nilai yang paling optimal. Menurut tabel dibawah, untuk rute Bontang – Jakarta sepanjang 920 Nmiles dibutuhkan waktu 6,26 hari dalam satu kali *trip*, sedangkan rute Tangguh – Jakarta sepanjang 1.783 Nmiles dibutuhkan 10,25 hari dalam sekali *trip*.

Tabel 3. 2 Tabel Karakteristik of trips (Widodo W Purwanto – UI)

Trips		Bontang Jakarta	Tangguh Jakarta	Donggi Jakarta	Comments
<u>Characteristics</u>	<u>Units</u>				
Distance	NMiles	920	1 783	1 490	
No of days at sea by turn around	days	4.26	8.25	6.90	At 18 knots
	days	6.26	10.25	8.90	
Turn around duration	nb/y	54.3	33.2	38.2	Over 340 d/year
Number of round trips/year	MT/y	3.54	2.06	2.36	98 % of 140 000 m ³ (d = 0.450)
Quantity loaded	MT/y	3.43	1.94	2.29	95 % of 140 000 m ³ (d = 0.450)
Actual delivery capacity					

3.1.7 Analisa Ekonomi

Biaya investasi pembangunan terminal akan ditentukan berdasarkan perhitungan disain, pengadaan dan konstruksi keseluruhan termasuk jasa konsultasi meliputi pembangunan peralatan utama seperti pada gambar 3.3, berupa dermaga, fasilitas pemindahan dan penyimpanan, terminal regasifikasi serta fasilitas pelabuhan lainnya. Seluruh biaya yang timbul akan diperhitungkan sebagai beban yang harus dikembalikan selama masa proyek.



Gambar 3. 3 Peralatan utama terminal penerima LNG

Biaya pengoperasian terminal akan ditentukan berdasarkan perhitungan pengoperasian seluruh fasilitas utama terminal termasuk sumber daya manusia yang dipergunakan. Biaya operasi juga mencakup penggunaan gas sebagai bahan bakar bilamana diperlukan, *boil off gas* (BOG), utilitas listrik, utilitas air dan utilitas lainnya. Biaya operasi diperhitungkan secara tahunan dengan menggunakan asumsi peningkatan biaya sesuai dengan besaran inflasi yang dipergunakan dalam perhitungan

Perhitungan keekonomian proyek akan ditentukan berdasarkan perhitungan arus kas yang positif dan tingkat pengembalian yang layak (*acceptable*) dibandingkan dengan bunga pinjaman komersil. Sejumlah asumsi akan dipergunakan dalam perhitungan keekonomian meliputi asumsi jenis bisnis LNG, bunga pinjaman, besar utang terhadap modal, tingkat inflasi, prakiraan harga *supply* LNG dan harga jual LNG.

Serangkaian analisa sensitivitas akan dilakukan melalui beberapa skenario asumsi yang berbeda dan secara simultan melalui simulasi sehingga dapat diperoleh gambaran keekonomian proyek yang mendekati kenyataan atau mempunyai probabilitas tinggi untuk dapat terjadi.

3.2 ASUMSI YANG DIGUNAKAN

Sifat-sifat fisika dasar dari LNG yang akan diterima dalam Terminal penerima LNG :

- Density gas LNG : 0.46 T/m³
- Gross Heating Value LNG : 49.944 MMBTU/T LNG
- Gross Heating Value Gas : 1.115 BTU/SCF

Sedangkan asumsi-asumsi yang digunakan dalam pembahasan adalah:

1. Periode proyek: Direncanakan proyek dilaksanakan selama 5 tahun terbagi dalam dua fase konstruksi dengan waktu masing-masing 3 tahun dengan 1 tahun periode overlapping.
2. Periode operasi: 20 tahun
3. Total periode proyek: 23 tahun, termasuk 2 tahun periode overlapping dengan total periode konstruksi.
4. Operasi terminal dalam satu tahun: 365 day/year

5. Nilai Tukar Mata Uang : USD ke Rp = 9.400 dan USD ke Yen = 110.38

6. Faktor Operasi;

- Tahun I : 37 % dari kapasitas penuh disain
- Tahun II : 50 % dari kapasitas penuh disain
- Tahun III : 83 % dari kapasitas penuh disain
- Tahun IV : 100 % dari kapasitas penuh disain
- Tahun V : 100 % dari kapasitas penuh disain

7. Kapasitas disain Terminal penerima LNG :

Phase-1 kapasitas Terminal : 1.500 KT/Thn

Phase-2 kapasitas Terminal : 1.500 KT/Thn

Total kapasitas Terminal : 3.000 KT/Thn

8. *Operation costs (at full operation):*

- Biaya pembelian LNG,
- Biaya utilitas dan konsumsi bahan bakar,
- Biaya tenaga kerja,
- Biaya *Management* dan *overhead*.
- Biaya *marketing*: 0.5% dari *annual sales revenue*.
- Biaya *maintenance*: 0,5% dari biaya konstruksi terminal
- Biaya asuransi: 0,5% dari biaya konstruksi terminal

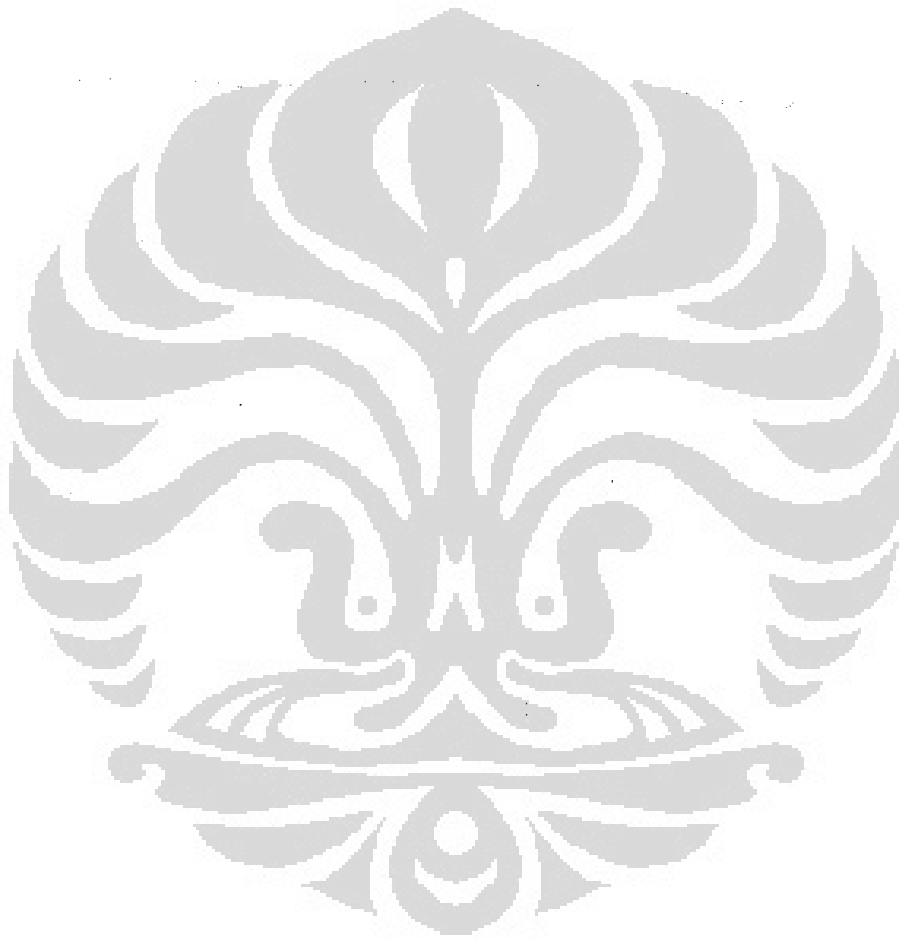
9. Total Biaya Modal:

- Biaya konstruksi Terminal
- Biaya pra-operasi
- Inisial modal kerja/*initial working capital*
- Bunga selama konstruksi
- *Financing fees*

10. *Equity/Debt ratio*

- *Equity* 30%
- *Debt* 70%

Data atau referensi untuk penulisan studi ini berasal dari beberapa studi yang pernah dilakukan di dalam negeri baik oleh Pemerintah (DESDM) maupun oleh beberapa Badan Usaha (PGN dan PLN) serta dari laporan-laporan, jurnal atau harian/berita resmi yang telah dipublikasikan (antara lain BP, IEA, AEI).



BAB IV

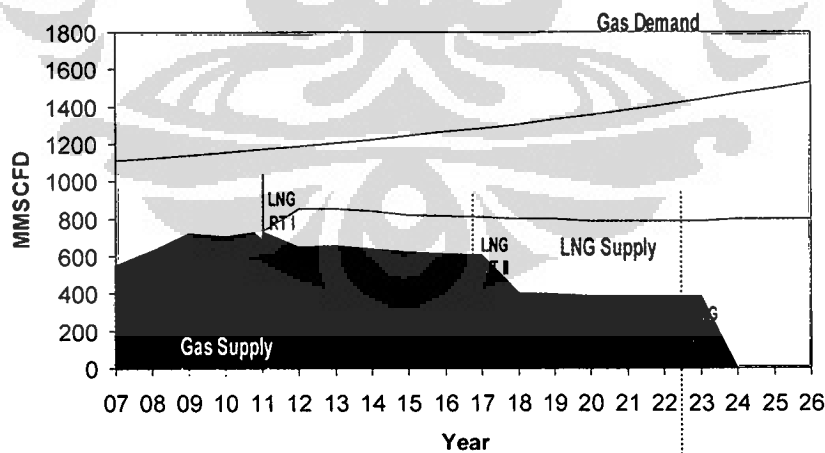
PEMBAHASAN

4.1 ANALISA SUPPLY DAN DEMAND

Terkait rencana pembangunan Terminal Penerima LNG yang akan dibahas dalam tulisan ini yang melibatkan 3 Badan Usaha dimana masing-masing mempunyai permintaan akan gas, maka berikut ini disampaikan informasi permintaan gas dari masing-masing Badan Usaha tersebut;

1. PGN (Perusahaan Gas Negara)

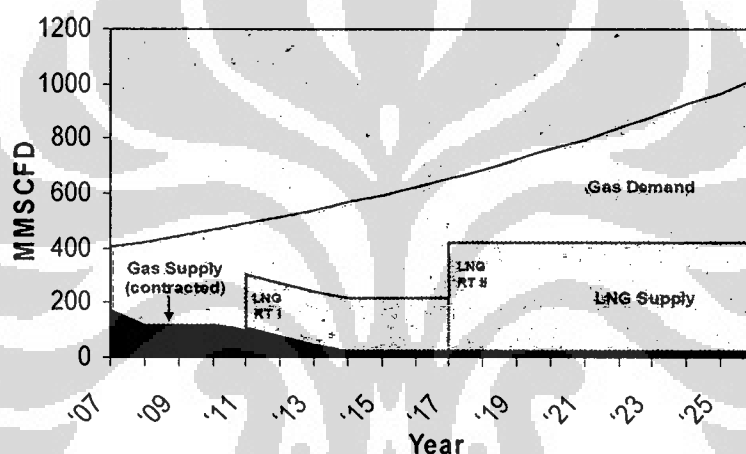
Berdasarkan data PGN seperti pada gambar 4.1 dibawah ini, maka permintaan gas bumi untuk sektor industri diwilayah Jawa Barat mencapai 1.112 MMSCFD dan akan terus meningkat di tahun yang akan datang. Sedangkan pasokan cenderung terus menurun pada tahun 2011 dan terdapat defisit gas sebesar 500 MMSCFD dan 440 MMSCFD untuk tahun 2008 dan 2011.



Gambar 4. 1 Neraca gas bumi dan LNG di Jawa Barat (Sumber PGN)

Sehingga untuk wilayah Jawa Barat, dengan permintaan gas bumi sebesar 440 MMSCFD atau setara dengan 3,4 MTPA LNG pada tahun 2008 ini dapat menjadi dasar untuk penentuan kapasitas LNG Receiving terminal yang akan dibangun di Jawa Barat.

Sedangkan permintaan gas bumi sektor industri di wilayah Jawa Timur saat ini mencapai 400 MMSCFD dan akan terus meningkat ditahun yang akan datang, sedangkan pasokan cenderung turun dari 170 MMSCFD pada tahun ini dimana terdapat defisit gas bumi sebesar 233 MMSCFD dan 382 MMSCFD pada tahun 2008 dan 2011, seperti yang dijelaskan dalam gambar 4.2 dibawah ini. Namun untuk wilayah Jawa Timur masih diindikasikan adanya sumber pasok baru dari wilayah Cepu (Exxon) dan dari Bukit Tua (Husky)

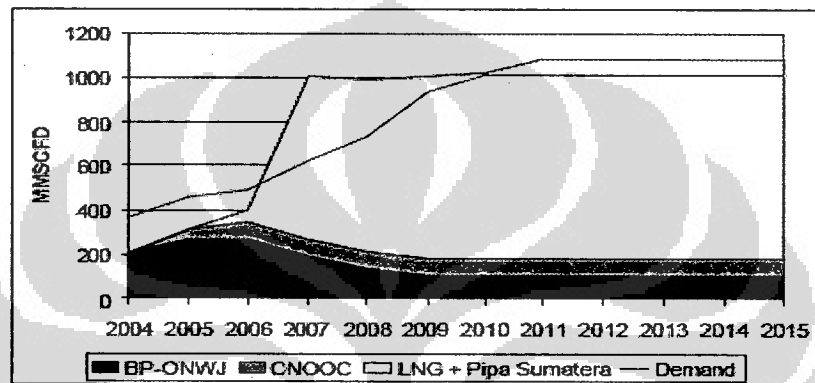


Gambar 4. 2 Neraca gas bumi dan LNG di Jawa Timur (Sumber PGN)

2. PLN (Perusahaan Listrik Negara)

Sektor listrik akan tetap mendominasi konsumsi gas alam. Dengan dipergunakannya turbin gas baru yang memiliki efisiensi termal tinggi dan emisi CO₂ rendah serta pembangkit listrik berbahan bakar gas dapat dibangun lebih cepat dibandingkan dengan pembangkit listrik berbahan bakar apapun menjadikan gas alam sebagai pilihan menarik sebagai bahan bakar di pembangkit listrik, baik untuk memenuhi beban dasar maupun beban puncak.

Menurut studi FS LNG receiving terminal yang dilakukan oleh PLN, sudah diindikasikan adanya kekurangan pasokan gas pada tahun 2015 nanti. Dimana pemasok gas untuk pembangkit listrik PLN di Jawa Barat yaitu BP-ONWJ dan CNOOC sudah mulai berkurang sejak tahun 2006 yang lalu. Seperti yang digambarkan dalam gambar 4.3 dibawah. Besarnya kekurangan gas untuk pasokan ke pembangkit listrik tenaga gas/uap (PLTGU) di Jawa bagian Barat diperkirakan *shortage* gas hingga 500 MMSCFD pada tahun 2012.



Gambar 4. 3 Pasokan dan permintaan Gas untuk Jawa Barat (sumber: *FS LNG receiving terminal PLN 2005*)

3. PERTAMINA

Pertamina unit Pengolahan saat ini sedang menjajaki pembangunan kilang *Greater Java Refinery* di Bojanegara, Banten. Kerjasama pembangunan ini dilakukan dalam bentuk kerjasama konsorsium yang melibatkan perusahaan asal tiga negara yakni Pertamina (Indonesia), *National Iranian Oil Refining and Distribution* (NIORD – Iran) dan *Petrofied Refining Company Ltd*, Malaysia akan melakukan studi kelayakan pada September tahun ini. Kapasitas kilang direncanakan 300.000 barel per hari yang akan beroperasi pada tahun 2011 nanti. Terkait hal ini, maka Pertamina telah mengajukan permohonan kepada PGN untuk dapat menyediakan pasokan gas alam untuk keperluan kilang tersebut yang direncanakan sebesar 110 MMSCFD pada tahun pertama dan akan meningkat menjadi sekitar 200 MMSCFD pada tahun selanjutnya.

Pertumbuhan *demand* gas di pulau Jawa kebanyakan untuk permintaan pembangkitan listrik, utamanya untuk Perusahaan Listrik Negara (PLN) di Jawa

bagian barat. Saat ini kondisi pengadaan tenaga listrik dalam negeri masih didominasi oleh PLN sebesar 24.887 MW (85,6%) dari total kapasitas terpasang sebesar 29.000 MW (diluar daya yang dihasilkan energi baru terbarukan). Sedangkan pembangkit swasta menyumbang sebesar 3.450 MW (11,9%), dan perusahaan listrik terintegrasi (PPU) sebesar 743 MW (2,5%). Pembangkit-pembangkit daya tersebut terhimpun dalam jaringan interkoneksi Jawa-Madura-Bali dan Sumatera serta pembangkit-pembangkit yang terisolir.

Berdasarkan *demand* gas alam yang ada maka untuk kajian ini diasumsikan permintaan LNG disesuaikan dengan kapasitas terminal sebesar 3 MTPA, maksimum. Dan seiring dengan kenaikan *demand*, dua fase konstruksi (total periode konstruksi 5 tahun) 1,5 MTPA LNG untuk fase 1 (periode konstruksi 3 tahun) dan sebesar 1,5 MTPA LNG untuk fase 2 (periode konstruksi 3 tahun – overlap pada tahun ke 3 dari fase 1) sehingga total 3 MTPA LNG yang dibutuhkan untuk pasokan ke Terminal.

Tabel 4.1 Permintaan LNG untuk Terminal

Tahun	1	2	3	4	5-20
Prosentase	38%	50%	84%	100%	100%
Kebutuhan impor gas (MMBtu)	56,400	74,900	125,400	149,800	149,800
Kebutuhan impor LNG (1.000 ton)	1,129	1,500	2,510	3,000	3,000

Untuk pengadaan LNG diambil dari sumber dalam negeri Indonesia, maka beberapa kilang LNG eksisting Bontang, Tangguh dan kilang LNG baru menjadi perhatian sebagai sumber pasokan LNG.

- i. Kilang Bontang, masih dimungkinkan untuk menjadikan jaminan kelebihan kapasitas produksinya dari yang ada saat ini namun tergantung pada pembaharuan kontrak-kontrak eksisting yang ada. Sebagai tambahan, kapasitas produksi dapat juga ditingkatkan dengan ekspansi proyek (Proyek Bontang train I) untuk *supply* ke pulau Jawa. Harga saat ini menurut kontrak eksisting adalah USD 6,65 – 7,40/MMBTU, dimana harga minyak Indonesia (ICP) sekitar USD 65/bbl, masih dalam kisaran harga FOB yang masuk akal.
- ii. Proyek Tangguh, hasil produksi train 1 dan 2 akan dikirim ke Fujian, China (2,6 MTPA), K-Power – South Korea (0,6 MTPA), POSCO – Korea

Selatan (0,55 MTPA) dan Sempra Energy Mexico (3,6 MTPA). Dengan harga masing-masing ke China USD 3,35/MMBTU, Korea USD 3,5/MMBTU dan Sempra USD 5,6/MMBTU. Harga ini bukanlah harga tetap namun akan berubah sesuai harga minyak dunia apabila train 3 dijalankan sehingga masih ada kemungkinan mendapat pasokan dari Tangguh pada train 3. Memperhatikan kontrak ke China dan Korea, dan harga minyak dunia maka dipertimbangkan bahwa harga USD. 6,65 – 7,40/MMBTU (harga minyak dunia USD. 65/bbl) untuk harga FOB.

4.2 TINJAUAN TEKNOLOGI

Terminal LNG dengan tanki penyimpanan kriogenik dan unit regasifikasi merupakan teknologi terminal yang paling umum digunakan di dunia pada tipe onshore. Terminal onshore terdiri dari Tanki penyimpanan LNG (storage system), Penanganan uap (boil-off gas), Penguap LNG (unit regasifikasi) dan Sistem keamanan dan keselamatan.

Berikut disampaikan beberapa kelebihan dan kekurangan tipe teknologi onshore melalui kriteria berikut:

- o *Biaya*

Perlu investasi untuk tanki penyimpanan dimana nilainya cukup besar. Tabel berikut gambaran *capital cost* untuk Terminal penerima LNG onshore. Biaya terminal offshore yang bisa mencapai USD. 800 juta kecuali untuk teknologi regasifikasi vessel hanya membutuhkan USD. 200 juta.

Tabel 4.2 Biaya modal beberapa proyek terminal LNG Onshore

Project	Sendout (Bcfd)	Capital Cost (\$ millions)
Shell/Sempra	1.3	600
Marathon/Goral	0.75	550
Mitsubishi	0.75	400

- o *Maturity*

Teknologi onshore sudah mencapai kategori *well-proven technology* sejak lama dan merupakan tipe terminal yang paling banyak dibangun di dunia. Sedangkan teknologi offshore baru mencapai tahap *proven technology*.

- **Infrastruktur**

Umumnya infrastruktur yang dibutuhkan teknologi onshore telah tersedia disekitarnya misal jaringan listrik, saluran limbah, jalan dan sebagainya. Berbeda dengan teknologi offshore yang harus membuat infrastruktur terlebih dahulu.

- **Kapasitas tanki**

Tanki LNG pada tipe terminal onshore tersedia dalam kapasitas 2.000 sampai 250.000 m³ LNG dengan diameter mencapai 84 meter dan tinggi mencapai 50 meter. Untuk keperluan dengan kapasitas lebih besar dari 250.000 m³ dapat digunakan beberapa tanki secara bersama.

Teknologi offshore kapasitas terbatas sampai 450.000 m³ untuk FSRU dan Regasification vessel, dan 250.000 m³ untuk GBS. Sedangkan fixed platform terminal tidak memiliki tanki penyimpanan sama sekali.

- **Kelayakan teknis.**

Secara teknis, terminal jenis onshore dapat dibangun di pulau Jawa. Teknologi ini telah berkembang cukup lama dan terbukti bekerja dengan baik dan implementasi di lapangan tidak ditemui banyak kendala. Terminal onshore juga mudah diintegrasikan dengan sistem pendukung lainnya. Hal ini sangat bertolak belakang dengan teknologi offshore yang masih membutuhkan waktu untuk pengoperasiannya.

- **Fleksibilitas ekspansi kapasitas.**

Kapasitas terminal dapat ditingkatkan apabila dalam disain awal memang sudah direncanakan. Namun untuk teknologi offshore sangat tidak mungkin melakukan ekspansi kapasitas.

- **Fleksibilitas pemilihan lokasi.**

Umumnya terminal onshore beroperasi diperairan mana saja dengan kedalaman laut 270 – 290 ft, dipesisir pantai dan dekat dengan konsumen. Dalam hal ini, untuk teknologi offshore dapat beroperasi dikedalaman perairan untuk GBD, 15-25 meter; fixed platform, 30-100 meter; dan FSRU dan regasification vessel, > 100 meter.

o Faktor keamanan dan keselamatan.

Teknologi onshore lebih terbukti lebih aman selama ini karena memiliki tingkat keamanan dan keselamatan yang baik (terdapat sistem temperature rendah, deteksi asap dan api serta deteksi kebocoran pada tanki dan tidak tergantung pada cuaca seperti teknologi offshore yang sangat beresiko tinggi terhadap cuaca buruk.

o Dampak lingkungan .

Secara umum tipe teknologi onshore tidak menimbulkan dampak lingkungan yang besar karena tidak ada kontaminan berbahaya yang dikeluarkan saat terminal beroperasi. Terminal penerima LNG menggunakan air laut dalam jumlah besar untuk proses pemanasan dan evaporasi (ORV) namun kemudian air laut ini dikembalikan lagi sehingga tidak menimbulkan dampak yang besar terhadap lingkungan dan ekosistem didalamnya. Jika tipe evaporizer yang digunakan SCV dapat menimbulkan emisi CO₂ dan NO_x yang berpotensi bahaya bagi lingkungan.

4.3 ANALISA LOKASI

Lokasi yang tepat untuk Terminal penerima LNG menurut teknologi yang akan digunakan adalah lokasi dimana mudah mendapatkan air laut yang cukup besar sehingga lokasi yang ideal adalah ditepi pantai atau pesisir. Berdasarkan studi yang pernah dilakukan maka terdapat beberapa kemungkinan yang mungkin dipilih namun diharapkan sudah memiliki kriteria-kriteria sebagai berikut;

1. Sudah terdapat *plant* pembangkit listrik tenaga gas bumi yang dapat menggunakan gas bumi dari hasil regasifikasi terminal
2. Sudah terdapat jaringan pipa gas bumi baik transmisi maupun distribusi untuk penyaluran gas bumi dari terminal untuk permintaan industri

Sehingga dengan kriteria tersebut diatas maka lokasi yang dapat dipilih saat ini di pulau Jawa adalah di Jawa bagian barat (Cilegon, Banten) atau di Jawa Bagian Timur (Gresik/Lamongan).

4.4 DISAIN FASILITAS TERMINAL

Keandalan dari operasi terminal adalah tujuan paling utama dari disain. Biaya konstruksi adalah juga suatu unsur penting disain. Dari sudut pandang di atas, memanfaatkan teknologi yang dibangun dengan baik, peralatan, dan material yang menurut pengalaman sudah terbukti nyata baik untuk membatasi pemborosan berupa proses pengulangan dan dengan meminimalkannya sedapat mungkin banyaknya instalasi cadangan. Berikut ini sifat fisik dasar dari LNG yang bisa diterima untuk diterapkan.

* Volume Produksi Gas: $1,200 \text{ Nm}^3 = 44,793 \text{ SCF/Ton-LNG}$

* Nilai pemanasan kotor (Gross Heating Value): $1,115 \text{ BTU/SCF}$

* Kepadatan (Densitas): 460 Kg/m^3

Dari sudut pandang efisiensi ekonomis dan mencegah LNG dari pemadatan/*condensation* cairan, kompresor BOG diadopsi untuk mengirimkan semua gas *boil-off* ke saluran keluaran regasifikasi gas pada setiap waktu dengan mengabaikan apakah tempat buang sauh kapal sedang sibuk dengan suatu kapal pengangkut LNG atau bukan. Sistem *re-liquefaction* BOG diadopsi dalam beberapa terminal LNG diluar negeri, yang mencairkan dan mengumpulkan BOG. Di tahap pekerjaan disain dasar, suatu tinjauan ulang perbandingan sistem ini dari suatu segi pandangan ekonomis akan diperlukan.

Untuk retensi tekanan tanki yang bermuatan ketika *unloading* LNG dari kapal pengangkut LNG ke tanki muatan, digunakan *return gas blower* untuk mengembalikan uap air di dalam tanki penyimpan LNG ke sisi tanki muatan.

Di Jepang, berbagai macam bahan baku (seperti minyak naptha dan LPG, dan *coke-oven gas*) digunakan untuk sumber gas kota di masa lalu. Oleh karena itu, flammabilitas kondisi-kondisi gas kota (yaitu nilai kalori, kecepatan pembakaran, dan SGV gas) harus telah ditentukan dengan tepat, dan peralatan penyesuaian berkenaan dengan panas sangat dibutuhkan/harus ada. Di tahun-tahun terakhir,

kebanyakan material telah digantikan oleh LNG, dan pentingnya peralatan penyesuai nilai kalori telah berkurang. Oleh karena itu, dipertimbangkan bahwa terminal LNG ini tidak memerlukan peralatan penyesuai nilai kalori.

Suatu keputusan untuk menginstal atau tidak fasilitas untuk menyalurkan minyak bakar dan air tawar ke kapal pengangkut LNG pada tempat buang sauh diputuskan ketika memasuki persetujuan pembelian LNG. Di dalam studi ini, diputuskan untuk menginstal fasilitas diatas pada sisi terminal. Secara umum lay out dari suatu Terminal LNG (gambar terlampir).

4.4.1 Fasilitas Pelabuhan dan Dermaga

Fasilitas pelabuhan dan jety/dermaga terdiri dari dermaga untuk bersandar kapal pengangkut LNG, *unloading arm* untuk membongkar LNG, dan suatu lengan pengembalian gas dan pengembus gas kembalian untuk memproses BOG selama operasi pembongkaran .

Diputuskan untuk menempatkan dermaga pada suatu titik dengan suatu kedalaman air 15 m atau lebih mengingat kelas kapal pengangkut LNG yang bersandar mempunyai draft 75,000-145,000m³.

Kapasitas dari peralatan pembongkar muatan dirancang untuk bertemu dengan kapasitas pompa muatan di dalam kapal pengangkut LNG sedemikian sehingga akan membutuhkan kira-kira 13 jam untuk suatu kapal pengangkut LNG kelas 145,000 m³ untuk membongkar muatannya.

Return gas blower dirancang untuk memelihara tekanan tanki muatan tetap terhadap tekanan jatuh/pressure drop yang berbanding terbalik dengan kecepatan pembongkaran .

Spesifikasi peralatan utama:

Kapasitas peralatan loading arm: 11,200 m³/H Cairan

Lengan pembongkar /unloading arm: 16 B x 60 ft x 3 unit

Return gas blower: 26,400 Nm³/H 110 KW x 1 unit+ 1 unit (standby) return gas arm: 20 B x 60 ft x 1 unit

4.4.2 Fasilitas Tanki Penyimpan LNG

Fasilitas tanki penyimpan LNG terdiri dari *breathing tank* untuk anti-negative *pressure control* untuk ruang isolasi panas - dingin antara sisi luar dan bagian dalam dari tanki penyimpan, alat pemanas air laut untuk pencegahan pembekuan pondasi tanki penyimpan, tanki air laut, dan pompa air laut.

Tekanan penyerahan gas dari terminal sampai 4 MPa atau disesuaikan dengan tekanan yang diminta untuk pipa gas distribusi atau transmisi.

Ada empat jenis tanki penyimpan LNG (yaitu., *aboveground double-shell metal tank*, *aboveground PC* (Beton Pra tekan) tank, *underground tank*, dan *pit-in tank*). Di studi ini, diputuskan untuk mengadopsi tanki *aboveground* 120,000 m³ jenis PC, yang mana menjamin keandalan tinggi dengan sejumlah besar rekaman hasil instalasi nyata di masa lalu dan dari pendapat yang mengizinkan penggunaan efektif. Tanki pertama akan diinstall dalam pekerjaan konstruksi Tahap 1 dan yang lain di Tahap 2.

Perbandingan Jenis Penyimpanan LNG.

Spesifikasi piranti utama:

Tanki penyimpan LNG: 120,000 m³ – OD 76.3 m x H 34 m x 2 unit

Breathing Tank: 1,400 m³ - OD 15.6 m x H 15.6 m x 2 unit

Alat pemanas air laut: 166,000 kcal/H x 2 unit

Tanki air laut : 1.5 m³ x 2 unit

Pompa air laut : 35 m³/H x 70 m 25 KW x 2 unit

4.4.2.1 Kapasitas Tanki/Terminal

Kapasitas terminal diset pada 1.5 MTPA setelah tahap pertama selesai dan 3 MTPA setelah penyelesaian tahap kedua.

- Receiving operation : 1 x jumlah unloading
- Absorsi dari variasi musim : 0% (karena tidak ada variasi musim yang perlu dikonsider.
- Emergency storage : 4 hari dari jumlah kapasitas penerimaan tahunan
- Kapasitas operasi penyimpanan : 90% dari kapasitas normal

4.4.3 Penanganan Uap BOG

Temperatur LNG sebagai kriogenik adalah -160°C . Oleh karena itu, BOG yang secara normal terjadi dengan masuknya panas dari udara terbuka ke dalam tanki penyimpanan atau dari operasi tenaga gerak pompa LNG untuk perpindahan cairan. Lebih dari itu, ketika LNG diterima, BOG akan terjadi dalam kaitan dengan intrusi panas tenaga gerak dari pompa muatan kapal pengangkut LNG dan dari udara terbuka ke dalam garis penyerahan dan lengan pembongkaran/unloading arm pada sisi kapal pengangkut LNG dan barisan penerima pada sisi terminal.

Jika kejadian BOG ditinggalkan sebagaimana adanya, tekanan dari tanki penyimpanan LNG akan meningkat. Akhirnya, BOG akan *discharge* di udara dari lubang angin/vent stack. Jumlah yang dihasilkan BOG normal akan mencapai sebesar 5.200 ton tiap tahun, itu menghasilkan kerugian yang besar. Lebih dari itu, cairan di dalam tanki penyimpanan LNG akan dipadatkan/dikondensasikan, yang akan menjadi pengaruh tidak baik pada mutu gas kota/distribusi nantinya. BOG perlu dikumpulkan dalam rangka mencegah ini.

Ada dua metoda pengumpulan, yaitu dikumpulkan dalam status gas dan dalam status cairan. Kompresor BOG digunakan untuk mengumpulkan BOG di dalam status gas, dan peralatan re-liquefaction digunakan untuk mengumpulkan di dalam status cairan. Masing-Masing metoda mempunyai kerugian. Sebagai contoh, kompresor BOG memerlukan konsumsi energi tinggi, sedang BOG peralatan re-liquefaction mempunyai kesukaran di dalam pencairan dari semua BOG yang dihasilkan ketika muatan LNG dibongkar dalam kaitan dengan keseimbangan transfer LNG ke alat penguap itu. Fasilitas tambahan diperlukan untuk pemecahan ini, dan biaya untuk peralatan dan utilitas akan meningkat.

Dalam tulisan ini, suatu metode yang cukup luas digunakan oleh terminal penerima LNG, antara lain kompresor BOG digunakan ketika terminal dalam operasi biasa dan dalam operasional pembongkaran muatan LNG untuk mengumpulkan semua BOG pada saluran pengeluaran dari vaporizer.

Spesifikasi peralatan utama:

Kompresor BOG untuk operasi normal: jenis Reciprocating 5.9 ton/H
1,450 KW x 1 unit

Kompresor BOG untuk operasi pembongkaran/unloading: jenis Reciprocating 11 ton/H 2,700 KW x 3 unit+ 1 (standby)

4.4.4 Sistem Pompa LNG

Sistem terdiri dari pompa LNG yang mengirimkan LNG dalam tanki penyimpanan LNG ke alat vaporizer dan pompa LNG memindahkan LNG dengan mengirimkan LNG ke tanki yang lain.

Di tahun-tahun belakangan ini, jenis pompa LNG dalam tanki dapat menaikkan tekanan sekitar 6 MPA telah menjadi penggunaan praktis. Oleh karena itu, diputuskan untuk menggunakan suatu pompa submerged dalam tanki untuk menaikkan tekanan pada suatu tingkatan yang ditetapkan untuk penyerahan LNG dengan tanpa menggunakan pompa kedua untuk kepentingan menyederhanakan aliran dan pengurangan biaya konstruksi.

Spesifikasi peralatan utama: pompa LNG:

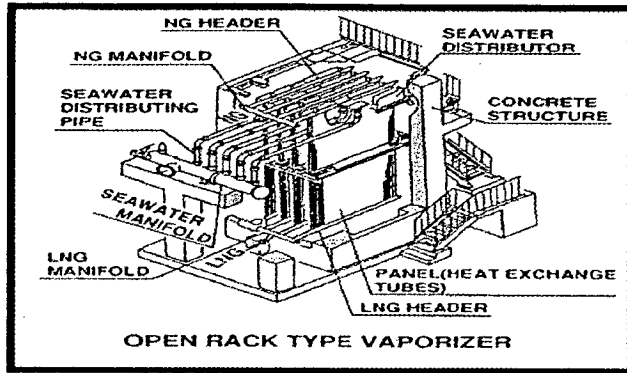
Jenis submerged 80 ton/H x 980 m 430 KW x 6 unit + 2 unit (standby) pompa pemindahan LNG:

Jenis submerged 300 ton/H x 200 m 280 KW x 2 unit

4.4.5 Fasilitas Evaporizer

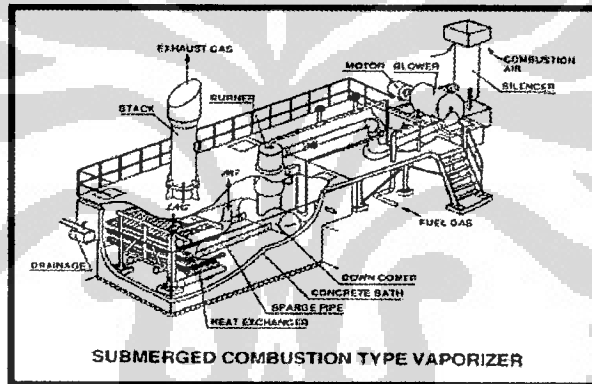
Fasilitas ini terdiri dari evaporizer LNG yang menggunakan air laut dan mengubah LNG menjadi gas yang dikirim dengan pompa LNG .

Dua jenis evaporizer (yaitu jenis open rack, ORV dan jenis submerged combustion, SCV) digunakan untuk Terminal penerima LNG. Jenis open rack berkonstruksi sederhana, di mana LNG mengalir di dalam pipa dan air laut mengalir pada permukaan pipa seperti pada gambar 4.4.



Gambar 4. 4 Open rack evaporizer (Tarlowski)

Jenis submerged combustion menyertakan suatu penukar panas untuk air laut dan suatu medium perantara panas bersama dengan penukar panas yang lain untuk LNG dan medium perantara panas lainnya. Berikut gambar submerged vaporizer.



Gambar 4. 5 Submerged combustion evaporizer (Tarlowski)

Di dalam studi ini, dipilih jenis open rack karena sederhana, umum secara luas digunakan dan kepastian dalam kemudahan pemeliharaan.

Spesifikasi peralatan utama: evaporizer LNG:

LNG 450 ton/H Seawater 3,750 ton/H x 3 unit+ 1 unit (standby)

4.4.6 Fasilitas Utilitas dan Offsite

Fasilitas-fasilitas berikut akan dipasang

4.4.6.1 Pembangkit Listrik dan Trafo

Kapasitas peralatan penerima dan trafo ditetapkan 17,900 kVA berdasar pada energi listrik yang diperlukan terminal manakala suatu kapal pengangkut LNG sedang merapat. Diperkirakan bukan kebijakan yang terbaik untuk menginstal peralatan pembangkit listrik sendiri di dalam terminal. Alasannya adalah bahwa perbedaan yang agak besar antara konsumsi pembangkit dari terminal selagi suatu kapal pengangkut LNG sedang membuang sauh (17,900 kVA) dan yang normal selagi tidak ada kapal pengangkut LNG merapat (7,800 kVA), yang memerlukan biaya konstruksi yang tinggi untuk unit pembangkit listrik yang besar. Lebih dari itu, sejumlah tenaga kerja pemeliharaan dan operator akan diperlukan, begitu juga meningkatkan biaya administratif. Oleh karena itu, kita memutuskan untuk mengimport daya listrik dari jaringan lokal.

4.4.6.2 Pembangkit Listrik Cadangan

Kapasitas peralatan pembangkit listrik darurat 7,800 KVA berdasar pada tenaga konsumsi listrik yang diperlukan terminal untuk tetap lanjut menyalurkan gas tanpa masalah apabila terdapat gangguan daya.

Kita memutuskan untuk menggunakan suatu mesin diesel generator jenis vertikal dari *water-cooled, four-cycle* untuk generator listrik cadangan. Bahan bakarnya adalah minyak bakar (grade-A yang dikenal sebagai minyak bakar berat di Jepang).

4.4.6.3 Sistem Sampling

Peralatan sampling digunakan untuk menguji dan mengukur nilai kalori dari LNG yang sedang unloading/dibongkar selagi kapal pengangkut LNG sedang buang sauh. Biasanya, nilai ini dicerminkan di dalam Harga pembelian LNG untuk terminal.

Peralatan sampling meliputi suatu kompresor gas sampling dan evaporizer sampling.

4.4.6.4 Fasilitas Bahan Bakar Minyak

Peralatan bahan bakar minyak digunakan untuk pemasukan bahan bakar ke bunker pengangkut LNG. Peralatan ini diinstall pada sisi terminal untuk mengisi minyak kepada pengangkut LNG. Peralatan meliputi suatu tanki bahan bakar minyak, pompa bahan bakar minyak, dan lengan pemuatan /loading arm untuk bahan bakar minyak.

Kapasitas dari tanki bahan bakar minyak adalah $3,500 \text{ m}^3$, kemampuan dari pompa bahan bakar minyak adalah $500 \text{ m}^3/\text{H}$, dan ukuran dari lengan pemuat bahan bakar minyak adalah 8 B.

4.4.6.5 Pipa Pengaliran dan Pemasukan Air (Water intake dan discharge - Fasilitas Air Laut)

Evaporizer LNG menggunakan sejumlah besar air laut. Oleh karena itu, *water intake* dan peralatan *discharge* sangat dibutuhkan/harus ada. Peralatan *water intake* untuk memindahkan barang-barang yang mengapung di dalam air, ikan, kerang dan dan mensterilkan air laut dalam rangka mencegah pipa air laut yang ke evaporizer dari sumbatan dalam kaitan dengan pertumbuhan kemumu (gangguan dari laut) dan kerang-kerangan. Peralatannya meliputi pompa air laut, parit/galian kecil masukan air, alat sterilisasi air laut /saringan, dan lubang salaruran/galian kecil.

4.4.6.6 Fasilitas Instrumentasi

Disediakan instrumen udara untuk *control valve* dan *automatic valve* di dalam terminal. Peralatan meliputi suatu kompresor udara, dryer/alat pengering, dan instrumen lainnya.

4.4.6.7 Fasilitas Nitrogen

Peralatan nitrogen menghasilkan sebagian besar N_2 untuk tanki penyimpan LNG. Tekanan antara kulit luar dan dalam dari tanki perlu dirawat agar tetap dalam tekanan positif kira-kira 50 mmAg. Jika tekanan jatuh karena

perubahan tekanan udara, N₂ akan disalurkan dari breathing tank. Peralatan meliputi suatu tanki penyimpan N₂ cair, evaporizer N₂ cair.

4.4.6.8 Fasilitas Odorisasi

LNG Yang diuapkan tidak punya bau. Jika bocor di dalam kota, orang tidak bisa mendeteksi kebocoran dengan membaui. Oleh karena itu, suatu agen odorizing perlu ditambahkan untuk gas yang dikirim dalam terminal. Peralatannya meliputi suatu pompa odorizing, ventilasi fan, dan deodorizer.

4.4.6.9 Fasilitas Metering

Peralatan Metering digunakan untuk mengukur Penjualan Gas yang dikirimkan terminal. Laju alir Penjualan gas yang dikirimkan diukur dengan kompensasi temperatur dan tekanan.

4.4.6.10 Pemadam Kebakaran

Peralatan pemadam kebakaran diinstall untuk memastikan keselamatan atas api dan gas di dalam terminal dan dermaga. Peralatan meliputi pompa untuk memadamkan api, suatu tanki air, hidran, pemadam api, dan peralatan serbuk fire-extinguishing untuk dermaga.

4.4.6.11 Lubang Pembakaran (Flare stack) dan Lubang Angin (Vent Stack)

Vent stack/lubang angin digunakan untuk melepaskan BOG di dalam suatu keadaan darurat manakala tekanan tanki penyimpan naik tidak normal. *Flare stack* digunakan untuk membakar habis gas pembersihan/purge gas.

4.4.6.12 Fasilitas Pasokan Air Bersih

Peralatan pasokan air bersih digunakan untuk keperluan konsumsi didalam terminal penerima LNG dan pasokan untuk kapal pengangkut LNG. Peralatan ini meliputi suatu tanki air bersih dan pompa air bersih.

4.4.6.13 Bangunan-Bangunan

Bangunan meliputi suatu bangunan administrasi, ruang kompresor BOG, ruang penerima daya, ruang generator, cabang stasiun elektrikal, ruang odorizing, dan sebagainya.

4.4.7 Standar dan Code dan Peraturan yang Digunakan

Disain dari fasilitas LNG diusulkan menggunakan Peraturan dan standard Jepang. Akan tetap diperlukan untuk mendisain Terminal Penerima LNG yang sebenarnya dengan pengambilan standard internasional dan standard Indonesia sebagai pertimbangan.

4.5 TRANSPORTASI (SHIPPING) LNG

Tanker LNG dirancang secara canggih dan memiliki dua hal unik dalam perkapalan sebagai berikut.

- Kondisi kriogenik kargo

Hal ini berarti material yang bersentuhan langsung dengan LNG harus bisa bertahan pada suhu yang sedemikian rendah. Material yang biasa digunakan adalah stainless steel, aluminium, dan invar. Material ini, tentu saja, tidaklah murah dan membutuhkan teknik pengelasan khusus.

- *Boil off* LNG

Tidak seperti kapal pendinginan LPG yang memiliki kilang pencairan di atasnya, tanker LNG hanya bisa mengatur uap yang timbul (*boil off*) dari kargo, yang terjadi karena tidak ada insulasi yang 100% efisien, dengan mengeluarkan (*venting*) atau membakarnya pada *boiler*.

Kapal LNG yang biasanya digunakan memiliki kapasitas transportasi 125.000 – 145.000 m³. Saat ini terdapat lebih dari 180 kapal LNG yang beroperasi. Hanya terdapat sedikit galangan kapal yang memiliki kemampuan membangun tanker LNG karena faktor kompleksitas kapal serta tuntutan kontrol kualitas yang tinggi. Terdapat 3 macam tipe kapal pengangkut LNG saat ini.

Perbedaannya dalam bentuk tankinya yang dinamai dengan tipe Moss, Membrane dan SPB.

Dengan mengasumsikan *demand* LNG pada terminal menjadi 1,5 MTPA untuk operasional tahun 1 dan 2 dan 3 MTPA untuk operasi tahun 3 dan seterusnya, rute transportasi menuju terminal dengan calon pasokan gas LNG dari Tangguh. Diasumsikan faktor pertimbangan seperti estimasi volume penyaluran, ukuran kapal LNG, estimasi biaya modal, estimasi biaya kontrol operasi kapal dan faktor lain. Berikut hasil optimasi dari rute diatas.

Tahun	Kapal (m3)	Freight (USD/MMBTU)	Discharging volume (MTPA)	Capacity Utilization	Charter in/out
1 - 2	145,000	0.525	1.5	42%	Charter out for 58% capacity
3 - selanjutnya	145,000	0.525	3.0	83%	Charter out for 17% capacity

4.6 ESTIMASI BIAYA

4.6.1 Biaya Modal (Capital Expenditure, CAPEX)

4.6.1.1 Biaya Konstruksi

Total biaya konstruksi adalah USD. 523.54 juta pada kondisi nilai tukar 9,400 dollar Amerika terhadap Rupiah. Rincian disampaikan dalam tabel 4.3

4.6.1.2 Inisial Modal Kerja

Modal kerja awal terdiri dari biaya tiga bulan tenaga kerja dengan uang tunai dan keseimbangan Inventori Penjualan gas dan Harga pembelian LNG yang setara dengan 1 kapal LNG 145,000m3.

Keseimbangan Inventori Penjualan Gas dan Pembelian LNG

- Harga untuk 1 Pembawa LNG (145,000m3): US\$2,212,000

- Biaya personal tiga bulan (98 orang x tiga bulan): US\$178,000

Biaya-Biaya konstruksi meliputi peralatan onderdil yang tidak diperhitungkan

Tabel 4.3 Rincian biaya konstruksi

(Juta USD)

No	Item	Phase 1	Phase 2	Total of Phase 1 and Phase 2
1	Jetty, berth and causeway	60.00	0.00	60.00
2	Water intake and discharge equipment	5.06	0.00	5.06
3	LNG storage tanks	76.84	76.84	153.68
4	Mechanical Equipment	57.00	6.40	63.40
5	Piping and structures	44.00	4.80	48.80
6	Electrical equipment	13.00	1.60	14.60
7	Instrumentation equipment	10.00	1.60	11.60
8	Other equipment	8.00	1.60	9.60
9	Civil works, foundation, and buildings	42.00	4.80	46.80
10	Allowance for new port, including breakwater	110.00	0.00	110.00
	Total	425.90	97.64	523.540

Prosentase terbesar dari biaya konstruksi tersebut dialokasikan sebesar:

- 29% untuk LNG storage tanks,
- 21% untuk pemecah ombak (breakwater),
- 12% untuk peralatan Mekanikal,
- 11% untuk Jetty dan pelabuhan.
- 9 % untuk Struktur perpipaan
- 9% untuk Pekerjaan sipil, pondasi dan bangunan.
- 3% untuk peralatan elektrik
- 2% untuk peralatan Instrumentasi
- 2% untuk peralatan lain
- 1% untuk peralatan *water intake dan discharge*

4.6.1.3 Biaya Pra-operasi

Biaya Pra-Operasi meliputi biaya tenaga kerja untuk satu tahun, biaya mebel kantor, dan pembayaran fee latihan luar negeri untuk staff operasi sebelum Terminal penerima LNG mulai beroperasi.

Biaya tenaga kerja untuk satu tahun (98 orang x 12 bulan): US\$712,000

Biaya mebel kantor (satu -set): US\$92,000

Biaya latihan luar negeri (18 orang x 2 minggu): US\$99,000

4.6.1.4 Jadwal Pembayaran (Schedule Disbursement)

Tabel 4.4 menandai adanya penyebaran jadwal dari biaya konstruksi, modal kerja inisial, dan biaya pra-operasi .

Peralatan dan tanki penyimpan LNG yang pertama akan diselesaikan tiga tahun setelah pekerjaan konstruksi dilapangan mulai. Operasional dari Terminal penerima LNG dapat dimulai pada tahun yang keempat setelah start dari pekerjaan konstruksi lapangan. Pekerjaan konstruksi dari tanki penyimpan LNG yang ke 2 akan mulai tahun yang ketiga, dan selesai ditahun yang ke lima.

Tabel 4.4 Disbursement Schedule

(juta USD)

Tahun	Biaya Konstruksi	Modal Kerja Inisial	Biaya Pra-operasi	Total	
1	Sem 1	33.689	-	-	33.689
	Sem 2	100.443	-	-	100.443
2	Sem 1	114.990	-	-	114.990
	Sem 2	32.069	-	-	32.069
3	Sem 1	61.475	-	0.717	62.192
	Sem 2	56.215	6.3283	0.728	63.271
4	Sem 1	14.388	-	-	14.388
	Sem 2	18.180	-	-	18.180
5	Sem 1	20.273	-	-	20.273
	Sem 2	19.139	-	-	19.139

4.6.2 Biaya Operasi (Operational expenditures/OPEX)

4.6.2.1 Biaya Tenaga Kerja

Banyaknya personil operasi didasarkan contoh Terminal penerima LNG di Jepang dengan mempertimbangkan kondisi-kondisi domestik Indonesia. Jumlah staf operasional dan biaya tenaga kerja dijelaskan pada tabel 4.5.

Tabel 4.5 Jumlah staff operasional terminal dan biaya tenaga kerja

General Manajer	1
Produksi: Kepala Shift	1
Operator Panel di setiap shift	4
Operator Lapangan di setiap shift	4
Total shift (4 periode, 3 shift)	9 x (4)
Staff Harian	10
Total anggota produksi	46
Pemeliharaan: Bagian Permesinan	8
Kelistrikan dan instrumentasi	8
Total anggota pemeliharaan	16
Sekuriti: Kepala Shift	1
Penjaga di setiap shift	3
Total shift (4 periode, 3 shift)	4 x (4)
Total anggota sekuriti	16
General affairs, perencanaan, akunting, procurement, and engineering	19
Total	98
(staff anggota Manajemen termasuk diatas)	-8

Jabatan	person	USD/Bln	Total (USD)
General Manajer	1	3,584	3,584
Manajer	7	2,688	18,816
Enjiner kepala	2	1,792	3,584
Enjiner	8	1,440	11,520
Operator kepala	4	896	3,584
Operator	32	544	17,408
Pemeliharaan/Maintenance	14	544	7,616
Staff General affairs	14	1,440	20,160
Sekuriti	16	544	8,704
Total	98		94,976

4.6.2.2 Biaya Utilitas

Biaya listrik meliputi sebagian besar dari biaya utilitas di dalam Terminal penerima LNG, dan sisanya adalah untuk N₂ (nitrogen), boiler/ketel uap menaikkan air, dan bahan bakar (Gas Penjualan) untuk ketel uap.

Kalkulasi didasarkan pada tingkat tarif unit berikut :

Harga Listrik : 0.112 USD/KWH

Penjualan gas: 9 USD/MMBTU

Biaya utilitas dihitung berurutan untuk penanganan kapasitas LNG 1.5 MTPA (juta ton tiap tahun) dan 3.0 MTPA.

Kapasitas	Biaya Listrik (USD)	Biaya Lain (USD)
1.5MTPA	4,061,377	263,466
3.0MTPA	5,850,059	419,980

4.6.2.3 Biaya Pemeliharaan

Peralatan dari Terminal penerima LNG menuntut pemeliharaan yang meliputi kompresor BOG, pompa air laut, evaporizer LNG, pompa LNG, unloading arm, dan unit generator listrik untuk keadaan darurat.

Biaya pemeliharaan cenderung untuk meningkat ketika tahun operasi berjalan. Jika periode operasi lewat sampai taraf tertentu, biaya-biaya akan berada di suatu level mendarat.

Di tulisan ini, biaya pemeliharaan mulai 0.3% hingga 0.4% dari biaya konstruksi untuk tahun pertama hingga tahun keempat setelah terminal beroperasi, dan 0.5% setelah tahun ke 5.

Tahun 1	398,881,401.27	x 0.003	USD 1,196,644.20
Tahun 2	431,448,466.20	x 0.003	USD 1,294,345.40
Tahun 3	470,860,000.00	x 0.003	USD 1,412,580.00
Tahun 4	470,860,000.00	x 0.004	USD 1,883,440.00
Tahun 5-Selanjutnya	470,860,000.00	x 0.005	USD 2,354,300.00

4.6.2.4 Jadwal Pembayaran (Schedule Disbursement)

Biaya tenaga kerja, biaya utilitas dan biaya pemeliharaan tahunan dirangkum dalam tabel dibawah ini.

Tabel 4.6 Annual OPEX

(juta USD)

	Biaya Tenaga Kerja	Biaya Utilitas	Biaya Pemeliharaan	Total
Tahun 1	1.14	3.50	1.20	5.832
Tahun 2	1.14	4.33	1.29	6.768
Tahun 3	1.14	5.92	1.41	8.468
Tahun 4	1.14	6.27	1.88	9.293
Tahun 5 dan seterusnya	1.14	6.27	2.35	9.764

4.7 ANALISA KEEKONOMIAN

4.7.1 Asumsi Keekonomian

Dengan mengukur besarnya tingkat pengembalian internal (Internal Rate of Return IRR) atas total investasi dan equity dengan metoda arus kas nilai sekarang (discounted cash flow DCF).

Total investasi yang sebenarnya meliputi suatu porsi hutang dan equity. Dua macam IRR dihitung, yaitu, IRR atas total investasi (yang disebut IRROI) dan IRR atas equity (yang disebut IRROE). IRROI dianggap sebagai suatu ukuran untuk mengevaluasi keekonomian dari suatu proyek yang diinvestasikan sendiri tanpa maksud arrangement berarti kondisi-kondisi keuangannya, sedang IRROE adalah suatu indikasi menyangkut profitabilitas di bawah satu set kondisi-kondisi keuangan. Begitu IRR diperoleh pada umumnya dibandingkan dengan peluang lain yang tersedia bagi investor untuk mengevaluasi daya tarik keuangan dari subjek proyek jika dibandingkan dengan peluang lain.

Di dalam tulisan ini, model arus kas adalah disetting didasarkan pada keseimbangan *supply* dan *demand* gas alam di Pulau Jawa, dan kuantitas LNG yang diperlukan untuk Proyek.

4.7.1.1 Asumsi-asumsi

4.7.1.1.1 Tahun Proyek

Model	waktu
Periode Konstruksi:	
Phase 1:	3 thn
Phase 2:	3 thn
Total:	5 thn*
Periode Operasi	20 thn
Total umur Project	23 thn**
Start-up Tahun Konstruksi	Tahun 2013
Start-up Tahun Operasi Terminal	Tahun 2016

Catatan:

Total periode konstruksi adalah 5 tahun* dalam kaitan dengan satu tahun periode overlap antara phase 1 dan phase 2.

Total life proyek adalah 23 tahun** dalam kaitan dengan fakta bahwa operasi dimulai setelah penyelesaian Phase 1.

4.7.1.1.2 Operasi Terminal Tahunan

Lamanya operasi terminal dalam satu tahun adalah 365 hari/tahun

4.7.1.1.3 Nilai Tukar

USD ke Rupiah Indonesia : 9,400 Rupiah/USD
USD ke Yen Jepang : 110.38Yen/USD

4.7.1.1.4 Kapasitas Disain dari Terminal Penerima LNG yang dipasang

Setelah completion dari Phase 1: 1,500KT/Tahun

Setelah completion dari Phase 2: 3,000KT/Tahun

4.7.1.1.5 Jumlah Penjualan Gas Alam Tahunan

Model Arus kas/ Cash Flow	(Trillion BTU)
Operasi Tahun 1	56.4
Operasi Tahun 2	74.9
Operasi Tahun 3	125.4
Operasi Tahun 4	149.8
Operasi Tahun 15-20	149.8

4.7.1.1.6 Jumlah Pembelian LNG Tahunan

Model Arus kas/ Cash Flow	(Thousand Ton)
1 st Operation Year	1,129
2nd Operation Year	1,500
3rd Operation Year	2,510
4 th Operation Year	3,000
5 th -20th Operation Year	3,000

4.7.1.1.7 Harga Penjualan Gas

	(USD/MMBTU)
Penjualan Gas Harga C&F * ¹	9.0
Tarif pipa gas (misal Jawa Timur)	0.39
Penjualan Gas Harga FOB * ²	8.11

Note: Harga jual Gas C&F *¹ pada Outlet pipa Pertamina
Harga jual Gas FOB *² di Outlet Terminal Penerima LNG

4.7.1.1.8 Harga Pembelian LNG

	(USD/MMBTU)
Harga LNG FOB *3	7.000
Sewa kapal Tanker LNG*5	0.525
Harga LNG C&F *4	7.525

Note: Harga LNG FOB *3 berarti harga LNG pada lokasi Produksi LNG.

Harga LNG C&F *4 berarti harga pembelian LNG di Terminal Penerima LNG.

Biaya Pengangkutan dengan Tanker untuk 145.000 m3 LNG dari Tangguh

4.7.1.1.9 Biaya-Biaya Utilitas Tahunan

(1) Biaya Listrik Tahunan

Harga Listrik (USD/kWh)	0.112
Tahun 1	3.37
Tahun 2	4.11
Tahun 3	5.69
Tahun 4	6.04
Tahun 5 dan seterusnya	6.04

(2) Biaya Boiler untuk menaikan air

Harga LNG (USD/Ton)	0.0333
Tahun 1	0.10
Tahun 2	0.11
Tahun 3	0.15
Tahun 4	0.16
Tahun 5 dan seterusnya	0.16

(3) Biaya Bahan Bakar Boiler

Harga LNG (USD/Ton)	169.81
Tahun 1	0.05
Tahun 2	0.06
Tahun 3	0.09
Tahun 4	0.09
Tahun 5 dan seterusnya	0.09

(4) Total Biaya Utilitas Tahunan

Waktu	(juta USD)
Tahun 1	3.52
Tahun 2	4.28
Tahun 3	5.93
Tahun 4	6.29
Tahun 5 dan seterusnya	6.29

4.7.1.1.10 Biaya Tenaga Kerja Tahunan

Jabatan	person	USD/Bln	Total Biaya Tenaga Kerja Tahunan (Juta USD)
General Manajer	1	3,584	0.04
Manajer	7	2,688	0.23
Enjiner kepala	2	1,792	0.04
Enjiner	8	1,440	0.14
Operator kepala	4	896	0.04
Operator	32	544	0.21
Pemeliharaan/Maintenance	14	544	0.09
Staff General affairs	14	1,440	0.24
Sekuriti	16	544	0.10
Total	98		1.14

4.7.1.1.11 Biaya overhead dan Manajemen Tahunan

Biaya overhead dan manajemen tahunan : 100% dari biaya Tenaga Kerja

4.7.1.1.12 Biaya Pemasaran/Marketing Tahunan

Biaya pemasaran tahunan : 0,5% dari pendapatan/revenue penjualan tahunan

4.7.1.1.13 Biaya Pemeliharaan Tahunan

(Juta USD)

Tahun Operasi	CAPEX Terminal	Faktor Pengali	Prosentase CAPEX	Rate Pemeliharaan	Biaya Pemeliharaan Tahunan
Tahun 1	523.54	84.7%	443.51	0.003	USD 1.33
Tahun 2	523.54	91.6%	479.72	0.003	USD 1.44
Tahun 3	523.54	100.0%	523.54	0.003	USD 1.57
Tahun 4	523.54	100.0%	523.54	0.004	USD 2.09
Tahun 5-Selanjutnya	523.54	100.0%	523.54	0.005	USD 2.62

4.7.1.1.14 Biaya Asuransi Tahunan

(Juta USD)

Tahun Operasi	Terminal	Pengali	CAPEX	Rate Asuransi	Tahunan
Tahun 1	523.540	84.7%	443.51	0.005	USD 2.22
Tahun 2	523.54	91.6%	479.72	0.005	USD 2.40
Tahun 3	523.54	100.0%	523.54	0.005	USD 2.62
Tahun 4	523.54	100.0%	523.54	0.005	USD 2.62
Tahun 5-Selanjutnya	523.54	100.0%	523.54	0.005	USD 2.62

4.7.1.1.15 Total Biaya Modal

(juta USD)	
Biaya Konstruksi Terminal	523.540
Biaya Pra-Operasional	1.445
Inisial Modal Kerja	6.369
Biaya Tanah	0
Total Biaya Modal (IRROI Base)	531.353
Bunga selama Konstruksi	62.658
Biaya Finansial	8.787
Total Biaya Modal (IRROE Base)	602.798

4.7.1.1.16 Rasio Modal/Utang

Rasio Modal/Utang adalah 30%/70%

4.7.1.1.17 Kondisi Keuangan

- (1) Pinjaman jangka panjang 1
 - Bunga 8% per tahun
 - Pembayaran kembali 10 tahun
 - Masa tenggang 0.5 tahun setelah penyelesaian konstruksi
 - Fee dimuka 1%
 - Fee komitmen 0,5%
- (2) Pinjaman jangka panjang 2
 - Bunga 8,5% per tahun
 - Pembayaran kembali 10 tahun
 - Masa tenggang 0.5 tahun setelah penyelesaian konstruksi
 - Fee dimuka 1,5%
 - Fee komitmen 0,6%
- (3) Pinjaman jangka pendek
 - Bunga 7% per tahun
 - Pembayaran kembali 1 tahun setelah peminjaman

4.7.1.1.18 Jadwal Pembayaran Untuk Konstruksi

(juta USD)

Tahun Konstruksi	Pertama	Kedua	Ketiga	Keempat	Kelima	Total
Biaya Konstruksi Terminal	149.14	163.51	130.86	36.21	43.82	523.54
Biaya Pra-Operasional	0.00	0.00	1.44	0.00	0.00	1.44
Inisial Modal Kerja	0.00	0.00	6.37	0.00	0.00	6.37
Biaya Tanah	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Biaya Modal (IRROE Base)	150.06	164.52	136.24	36.43	44.09	531.35
Bunga selama Konstruksi	5.73	18.10	25.94	4.70	8.20	62.66
Biaya Finansial	5.34	0.76	2.17	0.36	0.16	8.79
Total Biaya Modal (IRROE Base)	161.13	183.38	164.34	41.49	52.45	602.80

4.7.1.1.19 Depresiasi dan Amortisasi

Item	Stright line year	Nilai sisa
Aset terukur	10 tahun	0%
Aset tak terukur	5 tahun	0%

4.7.1.1.20 Perpajakan

- (1) Tingkat pajak pendapatan perusahaan : 30% pendapatan bersih
- (2) Tax holiday (bebas pajak) : tidak diaplikasikan
- (3) Tax loss (pajak kerugian) : pajak kerugian
dipindahkan untuk offset maksimum 5 tahun ke depan
terhadap pendapatan netto
- (4) Pajak pertambahan nilai : Tidak diaplikasikan

4.7.1.1.21 Eskalasi

Eskalasi tidak diaplikasikan.

4.7.2 Hasil Kalkulasi Arus Kas

Tabel hasil kalkulasi arus kas terperinci dilampirkan di catatan tambahan. Ringkasan Hasil Arus kas Kalkulasi dari Tabel 4.7, yang ditunjukkan di bawah, bisa jadi diketahui bahwa ekonomi proyek di dalam Kasus ini adalah nampak dalam kondisi layak. Dalam kasus itu, IRROI sebelum pajak adalah sekitar 18 % dan IRROE setelah pajak adalah sekitar 23 %. Sebagai tambahan, suatu payout periode pada suatu IRROE setelah basis pajak adalah 4.27

tahun setelah memulai operasi, yang mana berarti periode payout yang praktis setelah penyelesaian Phase-2 konstruksi adalah 1.6 tahun.

Bagaimanapun, haruslah dicatat bahwa harga penjualan gas di jaringan pipa gas PGN disebut " Harga Penjualan Gas C&F", ditetapkan pada suatu tingkat yang lebih tinggi (yaitu., US\$ 9.0/MMBTU) terhadap harga penjualan gas yang sekarang (yaitu., US\$ 5/MMBTU), dan tarif jaringan pipa ditetapkan pada suatu tingkat yang lebih rendah (yaitu., US\$0.39/MMBTU) terhadap tarif yang sekarang (yaitu., US\$0.75/MMBTU).

Ada pertimbangan untuk mengumpamakan figur itu. Berkaitan dengan Penjualan Gas harga C&F, dipertimbangkan bahwa harga penjualan gas masih dapat kompetitif sedikitnya sampai pada sekitar USD. 9.0/MMBTU yang mempertimbangkan harga yang diukur sekarang dari bahan bakar alternatif lain dengan gas-alam seperti minyak tanah, LPG, minyak bakar dan diesel kecuali batubara. Mengenai tarif jaringan pipa, titik koneksi yang diharapkan dari jaringan pipa dengan aliran pasokan gas dari Terminal penerima LNG akan ditempatkan pada posisi ditengah dari jaringan pipa sehingga secara logika tarif setengahnya dari tingkatan yang sekarang.

Di dalam kondisi ini, *demand* gas di tahun pertama operasi adalah lebih sedikit (yaitu., faktor operasi 37.6%) dibanding. Hal ini menyebabkan lebih sedikit pendapatan dari penjualan gas jika dibandingkan dengan suatu jumlah pembayaran kembali yang berat untuk kredit jangka panjang, dan sebagai konsekwensi menyebabkan pengenalan pada pinjaman jangka pendek dalam rangka memelihara suatu kondisi arus dana. Tetapi di dalam kondisi ini pula, pinjaman jangka pendek hanya sekali diperlukan untuk memperkenalkan selama keseluruhan periode operasi.

Pada sisi lain, *demand* gas di tahun operasi ketiga sangat sedikit (yaitu., 83.7%), yang mana sebagai konsekwensi menyebabkan sangat sedikit pendapatan penjualan dan berlanjut kerugian tiga tahun dari permulaan tahun operasi di dalam tabel rugi-laba usaha, meskipun demikian tidak ada pinjaman jangka pendek diperkenalkan sepanjang periode itu.

Tetapi selanjutnya setelah tahun operasi keempat dan ke lima, *demand* gas cukup meningkat (yaitu., faktor operasi berturut-turut adalah 100% dan keserasian operasi dicapai.

Tabel 4.7 Ringkasan hasil kalkulasi arus kas

Item	Hasil
Phase-1 LNG Receiving Capacity (KTPA)	1,500
Phase-2 LNG Receiving Capacity (KTPA)	1,500
Total LNG Receiving Capacity (KTPA)	3,000
Total Capital Costs	
LNG Receiving Terminal Construction Costs (Million US\$)	523.54
Pre-operation Costs (Million US\$)	1.44
Initial Working Capital (Million US\$)	6.37
Land Costs (Million US\$)	0.00
Total Capital Costs (IRROI Base) (Million US\$)	531.35
Interest During Construction (IDC) (Million US\$)	62.66
Financing Fees (Million US\$)	8.79
Total Capital Costs (IRROE Base) (Million US\$)	602.80
Total Sales Revenue (Million US\$)	24,140.9
Total Operation Costs (IRROE Base) (Million US\$)	21,485.7
Total Production Costs (IRROE Base) (Million US\$)	22,286.0
Total Profit Before Tax (IRROE Base) (Million US\$)	1,854.9
Total Corporate Income Tax (IRROE Base) (Million US\$)	534.9
Total Profit After Tax (IRROE Base) (Million US\$)	1,320.0
Total Net Cash Generation before Tax (IRROE Base) (Million US\$)	1,847.9
Total Net Cash Generation after Tax (IRROE Base) (Million US\$)	1,313.0
Internal Rate of Return (IRR)	
IRROI Before Tax (%)	18.34%
IRROI After Tax (%)	15.07%
IRROE Before Tax (%)	25.54%
IRROE After Tax (%)	22.77%
Payout Period	
Payout Period (IRROI Before Tax Base) (Years)	5.08
Payout Period (IRROI After Tax Base) (Years)	5.82
Payout Period (IRROE Before Tax Base) (Years)	4.26
Payout Period (IRROE After Tax Base) (Years)	4.27

4.7.3 Analisa Sensitivitas

Analisa sensitivitas dilaksanakan untuk kasus dimana skenario pasokan gas seperti pada bagian 4.1 diatas. Di dalam analisa sensitivitas,

sensitivitas IRR diukur terhadap harga penjualan gas FOB (yaitu., harga Penjualan gas Ex-Terminal), harga FOB LNG (yaitu., harga LNG di lokasi produksi LNG) dan biaya-biaya konstruksi terminal, interval dan cakupan sensitivitas dari tiap parameter diringkas sebagai berikut.

Hasil analisa sensitivitas untuk IRR terhadap harga FOB penjualan gas, harga FOB LNG dan biaya-biaya konstruksi terminal di dalam kasus ini ditunjukkan di Gambar 4.6. sampai Gambar 4.8, berturut-turut. Dari hasil di atas dapat ditemukan berikut ini

4.7.3.1 IRR vs Penjualan Gas Harga FOB

IRR yang sangat sensitip terhadap terhadap harga FOB penjualan gas; IRROI sebelum pajak bervariasi antara 5,4% - 18,34% dan IRROE setelah pajak bervariasi pada 0,58% - 22,77% , sedang harga FOB penjualan gas lebih bervariasi dan dari 8 USD/MMBTU hingga 8,6 USD/MM BTU.

Mengenai Harga FOB Penjualan gas, dihubungkan dengan harga C&F penjualan Gas dan tarif jaringan pipa. Lebih lanjut, Harga C&F Penjualan Gas dihubungkan dengan harga gas di pasar di daerah jaringan pipa PGN dan tarif jaringan pipa mungkin dihubungkan dengan panjang jaringan pipa yang digunakan, kuantitas gas yang dilalui dan ketersediaan dari tambahan gas melewati kapasitas dari jaringan pipa .

Mengenai penjualan gas harga C&F, dasarnya diasumsikan ketika US\$9.0/MMBTU di dalam model arus kas. Walaupun asumsi ini sepertinya agak optimis jika dibandingkan dengan harga gas rata-rata penjualan di pulau Jawa (yaitu., US\$5.5/MMBTU), itu masih akan kompetitif terhadap terhadap bahan bakar alternatif lain seperti minyak tanah, LPG, minyak bakar dan diesel. Jika penjualan gas harga C&F dapat menjadi US\$9.0/MMBTU (yaitu., penjualan gas harga FOB dapat US\$8.11/MMBTU), mencerminkan daya saingnya terhadap terhadap harga bahan bakar alternatif yang lain, ekonomi proyek akan jauh lebih menarik, yaitu., IRROI sebelum pajak akan 18.34% dan IRROE setelah pajak akan 22,77%.

4.7.3.2 IRR vs Harga FOB LNG

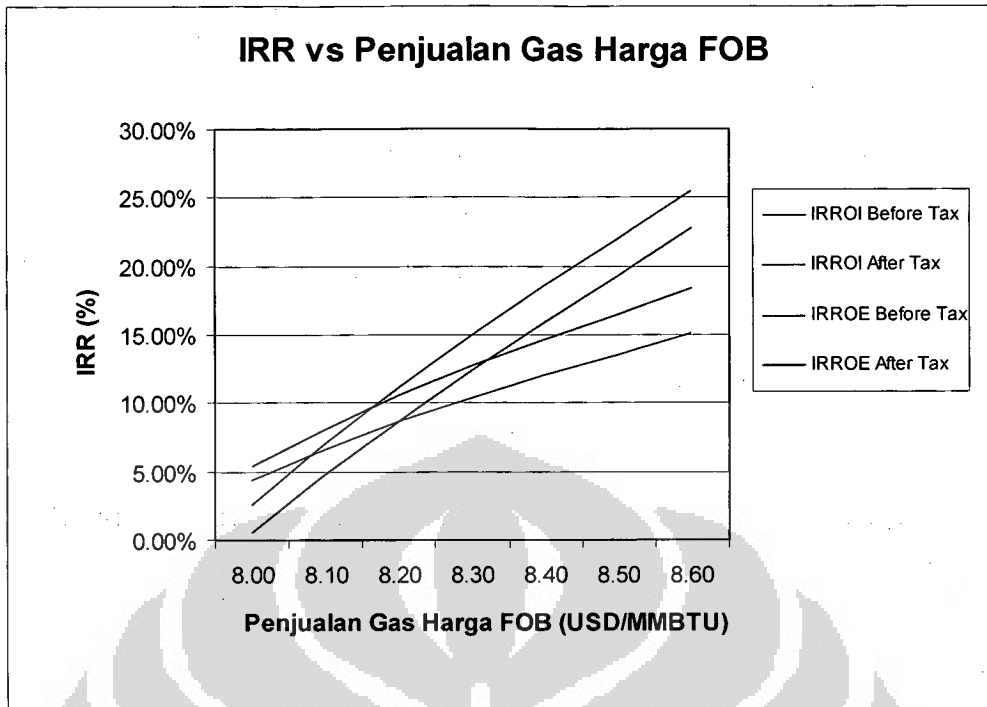
IRR terhadap Harga FOB LNG adalah juga sensitivitas yang wajar; IRROI sebelum pajak bervariasi 10.72% - 23.66% dan IRROE setelah pajak bervariasi 8.99% - 33.08 % sedang harga FOB LNG bervariasi kurang dan lebih 5% (yaitu., +/- US\$0.05/MMBTU) dari dasar (yaitu., US\$7/MMBTU).

Batas-batas harga FOB LNG yang sekarang dari 6.65 USD/MMBTU sebagai harga minimum ke 7.4 USD/MMBTU sebagai harga maksimum di lokasi potensi produksi LNG. Oleh karena itu, di dalam arus kas model ini, 7.0 USD/MMBTU diasumsikan seperti figur pertengahan. Kemudian, jika LNG Harga FOB dapat harga yang minimum, yaitu., 6.65 USD/MMBTU, ekonomi proyek akan juga jauh lebih menarik, yaitu., IRROI sebelum pajak adalah 23.66% dan IRROE setelah pajak adalah 33.08%.

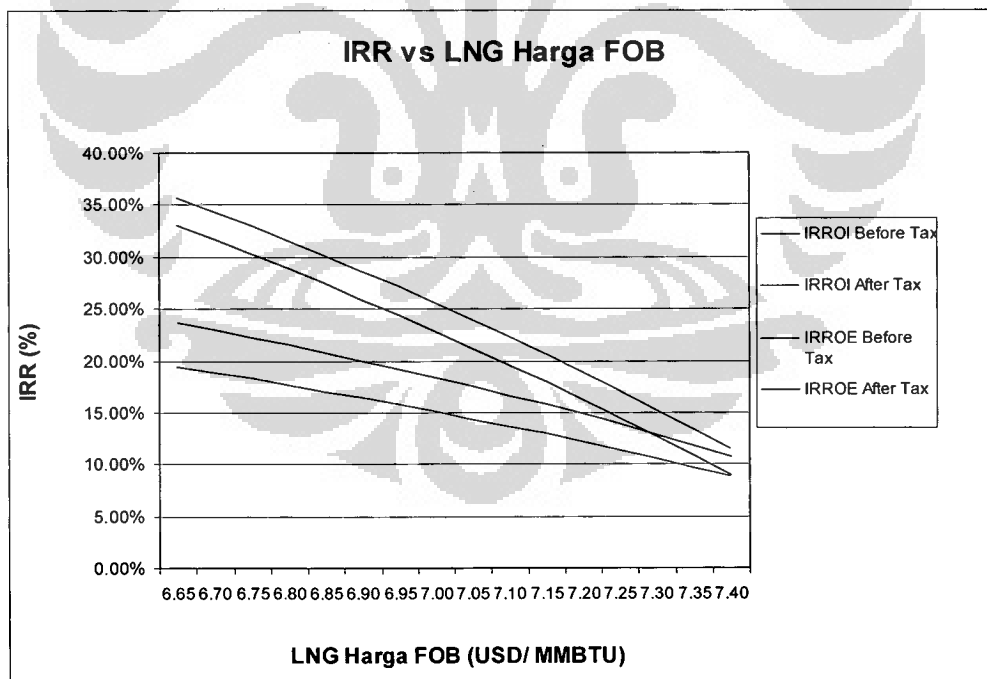
4.7.3.3 IRR vs Biaya Kosntruksi Terminal

IRR terhadap harga konstruksi terminal adalah tidak sensitip jika dibandingkan dengan sensitivitas-sensitivitas di atas; IRROI sebelum pajak bervariasi hanya 18.70% - 21.76% dan IRROE setelah pajak bervariasi hanya 29.26% – 23.56 % sedang biaya-biaya konstruksi terminal bervariasi lebih kurang 50% yaitu., +/- 474.26 juta USD dari dasar (yaitu, 523.54 juta USD)

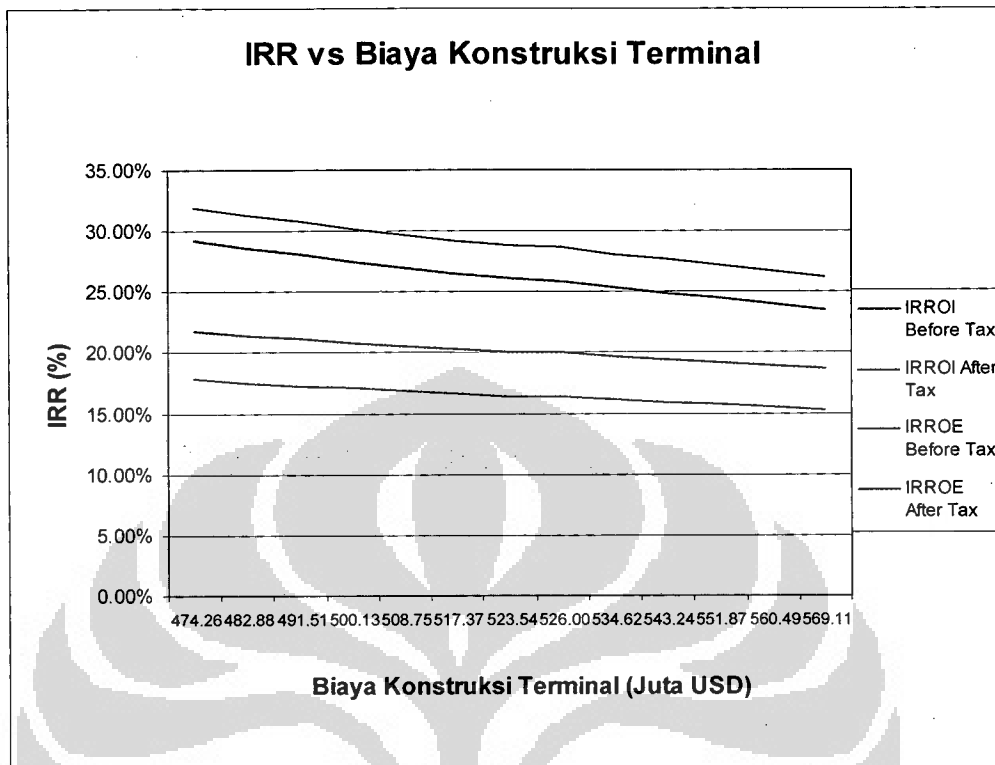
Biaya-biaya konstruksi terminal di dalam tulisan ini diperkirakan atas suatu basis asumsi persiapan. Makanya biaya-biaya harus secara hati-hati ditinjau dalam langkah lebih lanjut . Bahkan biaya-biaya yang ditinjau kembali meningkat, dampaknya akan lebih sedikit kritis jika dibandingkan dengan di parameter atas, mencerminkan hasil dari sensitivitas pada IRR terhadap biaya-biaya Konstruksi Terminal.



Gambar 4. 6 Sensitivitas - IRR vs Penjualan gas Harga FOB



Gambar 4. 7 Sensitivitas - IRR vs LNG harga FOB



Gambar 4. 8 Sensitivitas - IRR vs Biaya konstruksi terminal

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Pembangunan terminal penerima LNG akan menjadi pengalaman baru bagi Indonesia untuk mewujudkannya. Namun sejumlah tantangan masih akan dihadapi dalam pembiayaan pembangunan terminal penerima nantinya dan masalah garansi/jaminan. Garansi atau jaminan Pemerintah akan sangat bermanfaat bagi pembangunan proyek infrastruktur ini namun tentunya Pemerintah harus mampu menilai calon investor yang berminat.

Sebagai hasil yang diuraikan dalam penulisan kajian ini dapat disimpulkan dari keseluruhan pertimbangan, bahwa proyek ini bermanfaat, yang juga akan menjadi kebijakan Pemerintah Indonesia dalam diversifikasi energi yang terbarukan. Bagaimanapun, kesimpulan ini dapat valid hanya jika asumsi dan/atau prasyarat dalam pembuatan studi ini dipenuhi dengan baik. Oleh karena itu, dalam langkah lebih lanjut, penyelidikan yang mendalam dan terperinci diperlukan untuk menguji benar atau tidaknya prasyarat dan/atau asumsi-asumsi. Sebagai hasil atas analisa sensitivitas terhadap keekonomian proyek ini, pengaruh dari harga jual gas bumi menjadi sangat tinggi sekali. Dalam kajian ini, arus kas dikalkulasi berdasarkan harga gas FOB yang sama dengan harga jual gas bumi ke pelanggan di pulau Jawa (Jawa Timur dan Jawa Barat). Harga jual gas FOB sama dengan harga gas ke pelanggan dikurangi tarif pipa untuk pipa distribusi. Harga gas untuk pelanggan berhubungan dengan kondisi *supply/demand* dan harga pasar yang berdasar pada harga minyak dunia dan saat ini masih relative lebih rendah terhadap harga bahan bakar kompetitif lainnya kecuali batu bara.

5.2 SARAN

Seperti dijelaskan di atas, dalam rangka memproses lebih lanjut supaya proyek ini terealisasi, diperlukan pengujian asumsi dan prasyarat detail lainnya. Dalam rangka pengujian dan penyelidikan mendalam atas faktor-faktor yang mempunyai pengaruh besar atas terwujudnya proyek ini, langkah lebih lanjut disarankan untuk melakukan studi kelayakan terperinci yang mencakup materi-materi sebagai berikut :

- (1) Tinjauan ulang terperinci menyangkut *forecast*/perkiraan *demand* gas-alam di Pulau Jawa.

Suatu terminal penerima LNG akan membutuhkan *demand* yang sangat besar dan kontinu. Umumnya sebagian besar keluaran dari regasifikasi terminal diperuntukkan ke Pembangkit Listrik sedangkan sisanya untuk gas kota/industri. Posisi *demand* yang membutuhkan gas bumi akan mempengaruhi pula lokasi rencana pembangunan terminal penerima LNG.

- (2) Tinjauan ulang yang terperinci menyangkut *forecast*/perkiraan pasokan gas-alam di Pulau Jawa.

Beberapa sumber pasokan gas bumi yang ada di Pulau Jawa saat ini sedang dikembangkan namun belum ada kepastian rencana pasokan ini dialokasikan ke pihak atau pelanggan apa saja sehingga ini menimbulkan ketidakpastian atas kapasitas disain dari terminal yang akan dibuat.

Poin 1 dan 2 diatas akan sangat dibutuhkan untuk mendisain kapasitas Terminal penerima LNG yang akan dibangun nantinya.

- (3) Tinjauan ulang yang terperinci tentang jumlah pasokan LNG yang tersedia untuk Pulau Jawa dan harganya (mencakup transportasi LNG). Perlu kebijakan yang lebih

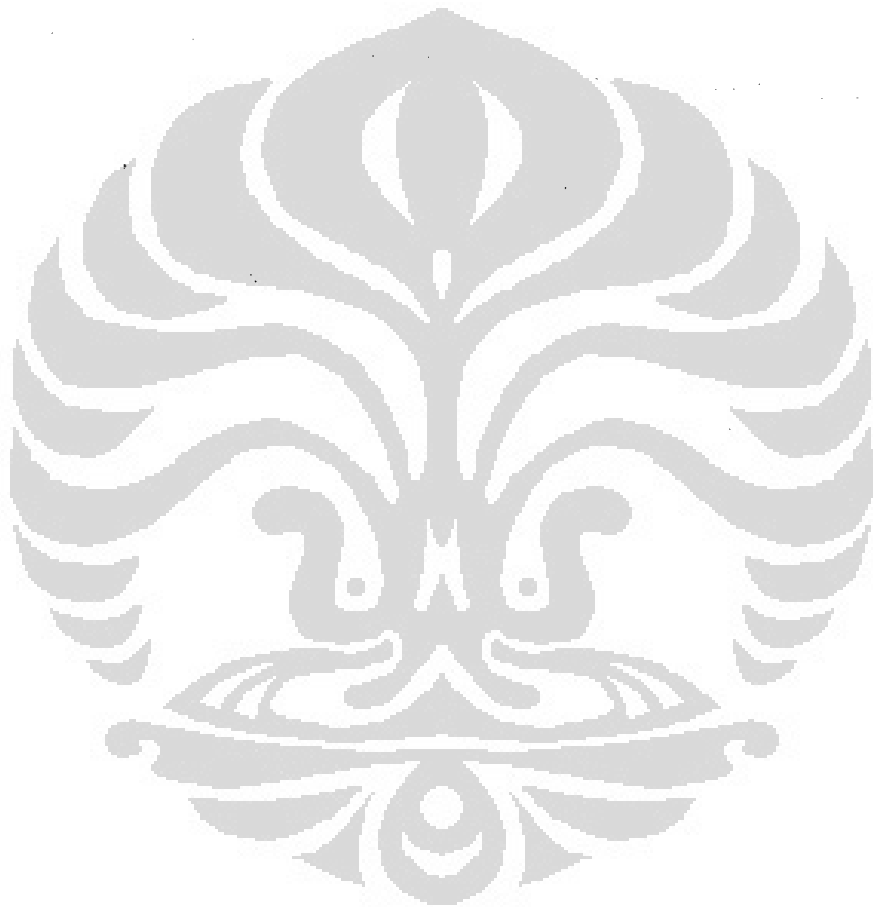
jelas dan pasti dari Pemerintah dalam menentukan alokasi pasokan LNG untuk domestik dan harga yang ditawarkan sehingga dapat digunakan dalam rencana keekonomian dari pembangunan terminal penerima LNG. Stabilitas pasokan LNG untuk proyek ini dengan jumlah dan harga yang respektif akan menjadi sangat mempengaruhi proyek terminal penerima LNG secara signifikan.

- (4) Tinjauan ulang yang terperinci menyangkut harga gas-alam di Indonesia (khususnya Pulau Jawa).

Kebijaksanaan bahwa harga jual gas bumi harus diatur oleh Pemerintah masih dapat diterima namun dengan bentuk harga *cap* sebesar lebih kurang USD 5,5/MMBTU menjadi tidak rasional lagi apabila melihat harga gas dunia yang sudah mencapai diatas USD. 10/MMBTU (harga minyak dunia diatas USD. 100/bbl). Harga yang *dicap* dapat mengurangi minat Badan Usaha untuk berinvestasi dalam pembangunan infrastruktur gas bumi terutama dengan nilai investasi yang sangat besar seperti pembangunan terminal LNG ini.

Perlu dicatat bahwa ada isu krisis energi yang memberi pesan agar meneliti *demand* gas-alam Pulau Jawa. Oleh karena apabila kekurangan pasokan gas dalam waktu dekat karena tidak mampu untuk memenuhi potensi *demand* gas-alam yang ada, maka ini akan berdampak pada penurunan tingkat operasi dari pembangkit listrik dan pabrik-pabrik di sektor industri yang sudah menggunakan bahan bakar gas alam. Akibatnya bagi Badan Usaha yang bergerak dibidang gas bumi mungkin akan membatalkan rencana pembangunan infrastrukturnya dan bagi badan usaha pembangkit listrik berbahan bakar gas alam akan menurunkan kapasitas penyaluran listriknya.

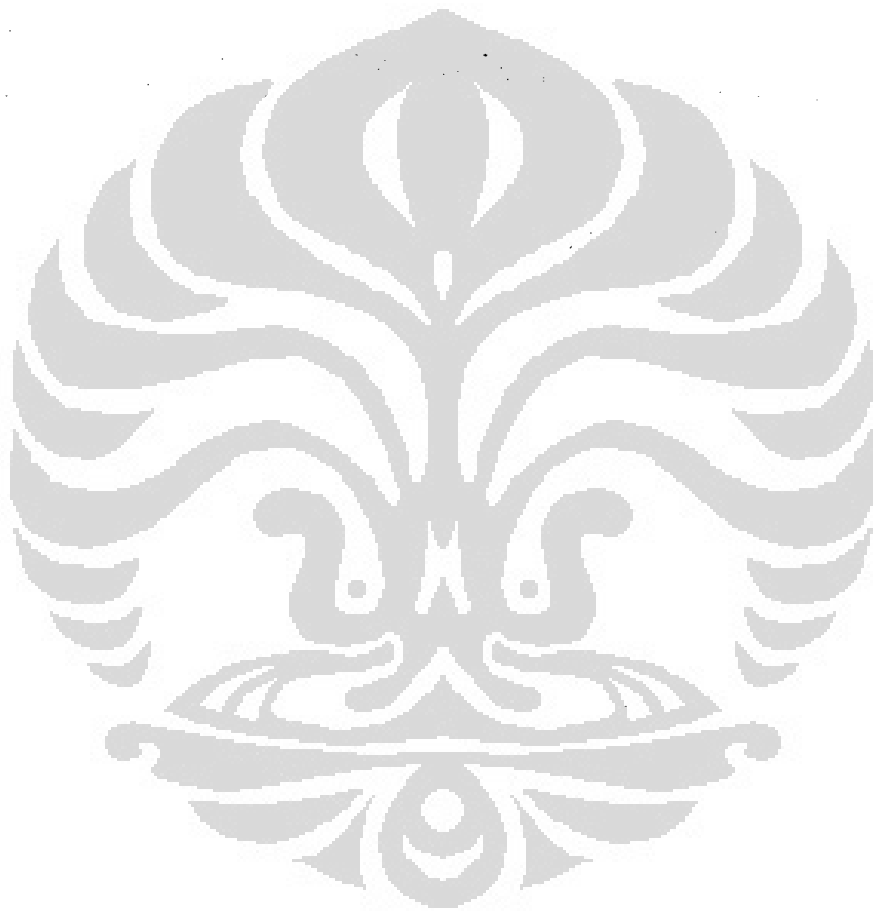
Dapat disimpulkan bahwa kemungkinan implementasi rencana pembangunan terminal penerima LNG akan menjadi tinggi jika hasil review poin-poin diatas digabungkan dengan kajian yang lebih detail sehingga hasil yang lebih baik lagi akan dapat dicapai.



DAFTAR ACUAN

- Chandra, Vivek. 2006. *Fundamentals of Natural Gas: an International Perspective*. Penn Well Corporation.
- Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, 2007. *Studi Kelayakan Pembangunan LNG Receiving Terminal untuk Pasokan Gas Pulau Jawa*,
- Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, 2007. *Neraca Gas Indonesia 2007- 2015* .
- Harian Bisnis Indonesia, 2 Mei 2008. hery.trianto@bisnis.co.id. *Studi kelayakan kilang Bojonegara awal September. NIORD & Pertamina minta tax holiday*.
- Harian Neraca, 23 Mei 2007. Yulianto, Brian. 2007. *Meneropong Konsumsi energi Dunia*.
- JBIC – Itochu Japan & PGN. September 2005, *Feasibility Study LNG RCT in East Java*
- Manuhutu, Chassty T. 2006. *Pemodelan Pasar Kompetitif ASEAN +3 untuk Perumusan Strategi ekspor Gas Alam Indonesia*. Seminar Thesis Pasca Sarjana. Departemen Teknik Kimia Universitas Indonesia
- Maulidina, Mira. 2006. *Pemodelan Rantai Nilai LNG untuk Mengoptimalkan Nilai Gas Bagi Kepentingan Dalam Negeri*. Seminar Thesis Pasca Sarjana. Departemen Teknik Kimia Universitas Indonesia
- *PGN inside*, April 2008. “PGN Pimpin Konsorsium Pembangunan LNG Terminal”, PGN Pimpin Konsorsium Pembangunan LNG Terminal.
- Purwanto, Widodo W, 2007, *LNG: Technology and Economics*, Kuliah S2-Manajemen Gas UI.
- Suprpto, Yoga P. 5 July 2007 , *LNG & The World of Energy*, LNG Badak, Kalimantan Timur.

- Tarakad, Ram R. 2003. *LNG Receiving and Regasification Terminals: An Overview of Design, Operation and Project Development Considerations*. Zeus Development Corporation.
- Tarlowski, Janusz. Sheffield, John. *LNG Import Terminals-Recent Development*. M.W Kellogg Ltd, United Kingdom
- Website resmi BPMIGAS: <http://www.bpmigas.com>
- Website resmi PGN : <http://www.pgn.co.id>



Cash Flow Calculation
 << Fund Flow Table for IRR0I Calculation >>

LNG Receiving Terminal :

Phase-1 LNG Receiving Capacity (at Full Operation)	1,500 KTPA
Phase-2 LNG Receiving Capacity (at Full Operation)	1,500 KTPA
Total LNG Receiving Capacity (at Full Operation)	3,000 KTPA
LNG Purchase Price (C&F at the LNG Receiving Terminal)	7.525 US\$/MMBTU
Gas Sales Price (at the Outlet of LNG Receiving Terminal)	8.610 US\$/MMBTU
Gas Sales Revenue (at Full Operation)	1,290.1 MMUS\$/Year
LNG Purchase Costs (at Full Operation)	1,127.5 MMUS\$/Year
Utility Costs (at Full Operation)	6.3 MMUS\$/Year
Manpower Costs (at Full Operation)	1.1 MMUS\$/Year
Overhead & Management Costs (at Full Operation)	1.1 MMUS\$/Year
Marketing Costs (at Full Operation)	6.5 MMUS\$/Year
Maintenance Costs (at Full Operation)	2.6 MMUS\$/Year
Insurance Costs (at Full Operation)	2.6 MMUS\$/Year
Total Operation Costs (at Full Operation)	1,147.7 MMUS\$/Year
LNG Receiving Terminal Construction Cost	523.5 MMUS\$
Pre-operation Cost	1.4 MMUS\$
Initial Working Capital	6.4 MMUS\$
Land Acquisition Cost	0.0 MMUS\$
Total Capital Cost (IRROI)	531.4 MMUS\$
Equity Ratio on Total Capital Cost	100% %
Interest Rate of Long-term Loan	Not applicable
Interest Rate of Short-term Loan	7.0 % p.a.
Internal Rate of Return (IRROI) before Tax	18.34% %
Internal Rate of Return (IRROI) after Tax	15.07% %

Project Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Total
(MMUS\$)																								
Source of Funds																								
Profit After Tax				5.6	18.4	45.9	63.2	62.8	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	91.8	91.8	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	1,491.3
Depreciation				41.4	41.4	52.6	52.6	52.6	52.4	52.4	52.4	52.4	52.4	11.2	11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	524.8
Equity	150.1	164.5	136.2	36.4	44.1																			531.4
S-T Loan				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Source of Funds	150.1	164.5	136.2	83.4	103.9	98.5	115.8	115.4	115.3	115.3	115.3	115.3	103.0	103.0	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	2,547.5
Application of Funds																								0.0
Terminal Construction Costs	149.1	163.5	130.9	36.2	43.8																			523.5
Preoperation Costs				0.0	1.4	0.0																		1.4
Initial Working Capital	0.0	0.0	6.4	0.0	0.0																			6.4
Land Costs	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0																			0.0
Increase in Working Capital																								0.0
Repayment on S-T Loan				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Application of Funds	149.1	163.5	138.7	36.2	43.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	531.4
Cash Surplus	0.9	1.0	-2.4	47.2	60.0	98.5	115.8	115.4	115.3	115.3	115.3	115.3	103.0	103.0	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	2,016.1
Cumulative Cash Surplus	0.9	1.9	-0.5	46.7	106.8	205.3	321.1	436.5	551.8	667.1	782.5	897.8	1,013.1	1,116.1	1,219.1	1,318.7	1,418.4	1,518.0	1,617.6	1,717.2	1,816.9	1,916.5	2,016.1	

Cash Flow Calculation
 << Fund Flow Table for IRROE Calculation >>

LNG Receiving Terminal :

Phase-1 LNG Receiving Capacity (at Full Operation)	1,500 KTPA
Phase-2 LNG Receiving Capacity (at Full Operation)	1,500 KTPA
Total LNG Receiving Capacity (at Full Operation)	3,000 KTPA
LNG Purchase Price (C&F at the LNG Receiving Terminal)	7.525 US\$/MMBTU
Gas Sales Price (at the Outlet of LNG Receiving Terminal)	8.610 US\$/MMBTU
Gas Sales Revenue (at Full Operation)	1,290.1 MMUS\$/Year
LNG Purchase Costs (at Full Operation)	1,127.5 MMUS\$/Year
Utility Costs (at Full Operation)	6.3 MMUS\$/Year
Manpower Costs (at Full Operation)	1.1 MMUS\$/Year
Overhead & Management Costs (at Full Operation)	1.1 MMUS\$/Year
Marketing Costs (at Full Operation)	6.5 MMUS\$/Year
Maintenance Costs (at Full Operation)	2.6 MMUS\$/Year
Insurance Costs (at Full Operation)	2.6 MMUS\$/Year
Total Operation Costs (at Full Operation)	1,147.7 MMUS\$/Year
LNG Receiving Terminal Construction Cost	523.5 MMUS\$
Pre-operation Cost	1.4 MMUS\$
Initial Working Capital	6.4 MMUS\$
Land Acquisition Cost	0.0 MMUS\$
Total Capital Cost (IRROl)	531.4 MMUS\$
Interest During Construction	62.7 MMUS\$
Financing Fees	8.8 MMUS\$
Total Capital Cost (IRROE)	602.8 MMUS\$
Equity Ratio on Total Capital Cost	30.00% %
Interest Rate of Long-term Loan 1	8.00% % p.a.
Interest Rate of Long-term Loan 2	8.50% % p.a.
Interest Rate of Short-term Loan	7.00% % p.a.
Internal Rate of Return (IRROE) before Tax	25.54% %
Internal Rate of Return (IRROE) after Tax	22.77% %

Project Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Total	
(MMUS\$)																									
Source of Funds																									
Profit After Tax				-27.8	-7.8	21.1	48.4	47.0	45.5	47.9	52.9	55.7	58.8	90.2	91.1	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	1,320.0
Depreciation				52.1	52.1	66.8	66.8	66.8	55.8	55.8	52.4	52.4	52.4	11.2	11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	595.8
Equity	49.5	61.0	55.4	5.8	9.2																				180.8
L-T Loan	111.7	122.4	109.0	35.7	43.2																				422.0
S-T Loan				4.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2
Total Source of Funds	161.1	183.4	164.3	70.0	96.8	87.9	115.2	113.8	101.3	103.7	105.3	108.1	111.2	101.5	102.3	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	2,522.8
Application of Funds																									
Terminal Construction Costs	149.1	163.5	130.9	36.2	43.8																				523.5
Preoperation Costs	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0																				1.4
Initial Working Capital	0.0	0.0	6.4	0.0	0.0																				6.4
Land Costs	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0																				0.0
Interest During Const.	5.73	18.1	25.9	4.7	8.2																				62.7
Financing Fees	5.3	0.8	2.2	0.4	0.2																				8.8
Increase in Working Capital																									0.0
Repayment on L-T Loan				21.1	22.9	32.3	35.0	37.9	41.1	44.6	48.3	52.3	56.7	14.2	15.4										422.0
Repayment on S-T Loan				0.0	4.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2
Total Application of Funds	160.2	182.4	166.8	62.4	79.3	32.3	35.0	37.9	41.1	44.6	48.3	52.3	56.7	14.2	15.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,029.0
Cash Surplus	0.9	1.0	-2.4	7.6	17.5	55.6	80.2	75.8	60.2	59.1	57.0	55.8	54.5	87.2	86.9	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	1,493.8
Cumulative Cash Surplus	0.9	1.9	-0.5	7.1	24.6	80.1	160.3	236.2	296.3	355.5	412.5	468.2	522.7	609.9	696.8	796.4	896.1	995.7	1,095.3	1,194.9	1,294.6	1,394.2	1,493.8		

Cash Flow Calculation
 << Cash Flow Table for IRR0I Calculation >>

LNG Receiving Terminal :

Phase-1 LNG Receiving Capacity (at Full Operation)	1,500 KTPA
Phase-2 LNG Receiving Capacity (at Full Operation)	1,500 KTPA
Total LNG Receiving Capacity (at Full Operation)	3,000 KTPA
LNG Purchase Price (C&F at the LNG RT)	7.525 US\$/MMBTU
Gas Sales Price (at the Outlet of LNG RT)	8.610 US\$/MMBTU
Gas Sales Revenue (at Full Operation)	1,290.1 MMUS\$/Year
LNG Purchase Costs (at Full Operation)	1,127.5 MMUS\$/Year
Utility Costs (at Full Operation)	6.3 MMUS\$/Year
Manpower Costs (at Full Operation)	1.1 MMUS\$/Year
Overhead & Management Costs (at Full Operation)	1.1 MMUS\$/Year
Marketing Costs (at Full Operation)	6.5 MMUS\$/Year
Maintenance Costs (at Full Operation)	2.6 MMUS\$/Year
Insurance Costs (at Full Operation)	2.6 MMUS\$/Year
Total Operation Costs (at Full Operation)	1,147.7 MMUS\$/Year
LNG Receiving Terminal Construction Cost	523.5 MMUS\$
Pre-operation Cost	1.4 MMUS\$
Initial Working Capital	6.4 MMUS\$
Land Acquisition Cost	0.0 MMUS\$
Total Capital Cost (IRROI)	531.4 MMUS\$
Equity Ratio on Total Capital Cost	100% %
Interest Rate of Long-term Loan	Not applicable
Interest Rate of Short-term Loan	7.0 % p.a.
Internal Rate of Return (IRROI) before Tax	18.34% %
Internal Rate of Return (IRROI) after Tax	15.07% %
Payback Period Since Start Operation (Before Tax)	5.1 years
Payback Period Since Start Operation (After Tax)	5.8 years

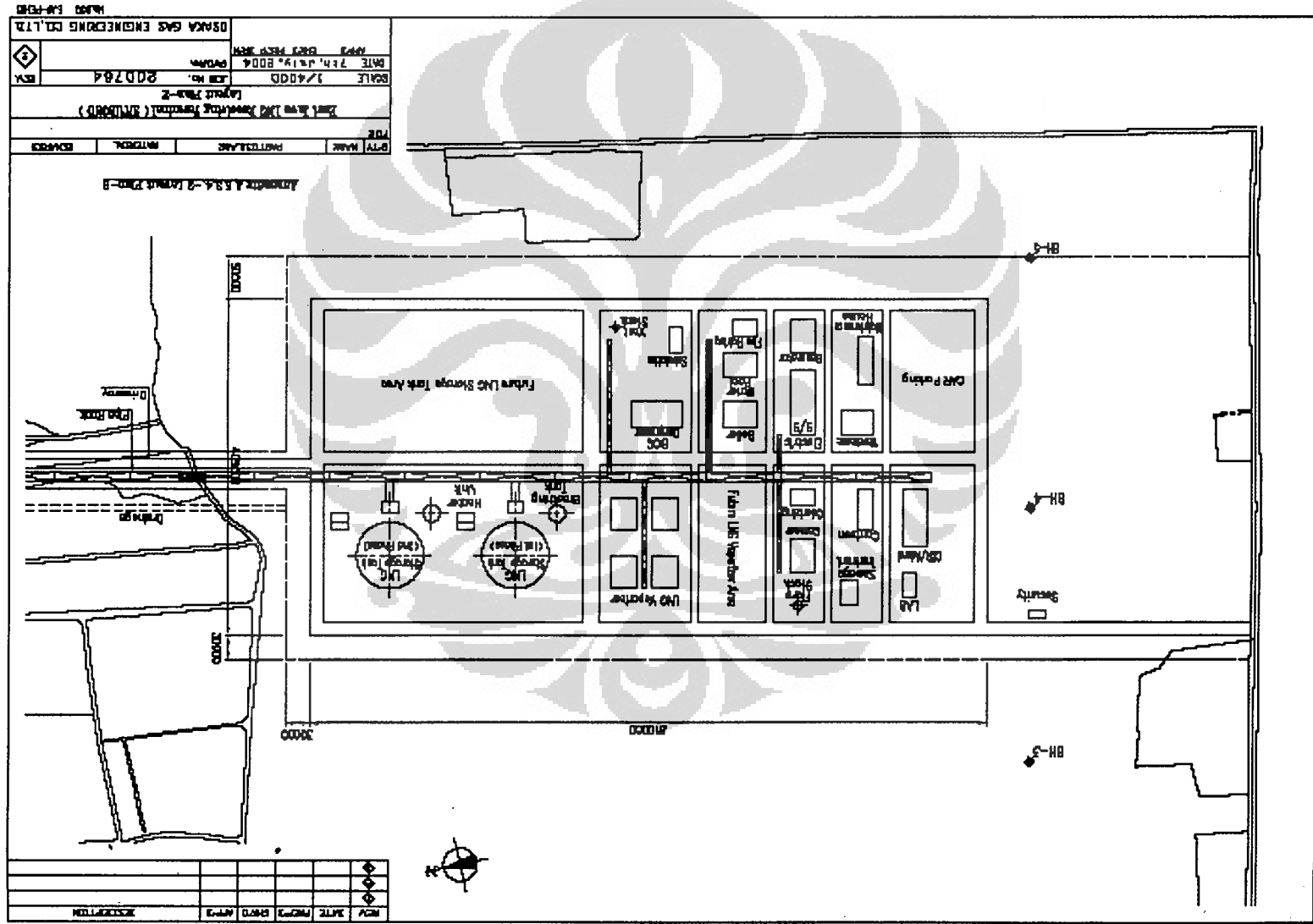
	(MMUS\$)																							
Project Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Total
Cash Inflow																								
Profit After Tax				5.6	18.4	45.9	63.2	62.8	63.0	63.0	63.0	63.0	63.0	91.8	91.8	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	1,491.3
Depreciation				41.4	41.4	52.6	52.6	52.6	52.4	52.4	52.4	52.4	52.4	11.2	11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	524.8
S-T Loan				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Cash Inflow	0.0	0.0	0.0	47.0	59.8	98.5	115.8	115.4	115.3	115.3	115.3	115.3	115.3	103.0	103.0	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	2,016.1
Cash Outflow																								0.0
Terminal Construction Costs	149.1	163.5	130.9	36.4	43.8																			379.5
Preoperation Costs	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0																			0.9
Initial Working Capital	0.0	0.0	6.4	0.0	0.0																			2.4
Land Costs	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0																			0.0
Increase in Working Capital				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Repayment of S-T Loan				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Cash Outflow	149.1	163.5	138.7	36.4	43.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	382.8
Net Cash Flow before Tax	-149.1	-163.5	-138.7	13.0	23.8	118.2	142.8	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	2,123.7
Net Cash Flow after Tax	-149.1	-163.5	-138.7	10.6	16.0	98.5	115.8	115.4	115.3	115.3	115.3	115.3	115.3	103.0	103.0	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	1,484.5
Accumulated Cash Flow Before Tax	-149.1	-312.7	-451.3	-438.3	-414.5	-296.3	-153.4	-11.1	131.2	273.5	415.8	558.2	700.5	842.8	985.1	1,127.4	1,269.8	1,412.1	1,554.4	1,696.7	1,839.0	1,981.3	2,123.7	14,684.7
Accumulated Cash Flow After Tax	-149.1	-312.7	-451.3	-440.8	-424.8	-326.3	-210.5	-95.1	20.2	135.6	250.9	366.2	481.6	584.5	687.5	787.2	886.8	986.4	1,086.0	1,185.7	1,285.3	1,384.9	1,484.5	9,202.8
Payout Period (Before Tax Basis)				1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.1
Payout Period (After Tax Basis)				1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.8
Profit Before Tax	0	0	0	8.1	26.3	65.6	90.2	89.7	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	131.1	131.1	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	2,130.5
Corporate Income Tax				2.4	7.9	19.7	27.1	26.9	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0	39.3	39.3	42.7	42.7	42.7	42.7	42.7	42.7	42.7	42.7	639.1
Payout Period (Before Tax Basis) - Including Construction Period	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.1
Payout Period (After Tax Basis) - Including Construction Period	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.8

Cash Flow Calculation
 << Cash Flow Table for IRROE Calculation >>

LNG Receiving Terminal :

Phase-1 LNG Receiving Capacity (at Full Operation)	1,500 KTPA
Phase-2 LNG Receiving Capacity (at Full Operation)	1,500 KTPA
Total LNG Receiving Capacity (at Full Operation)	3,000 KTPA
LNG Purchase Price (C&F at the LNG RT)	7.525 US\$/MMBTU
Gas Sales Price (at the Outlet of LNG RT)	8.610 US\$/MMBTU
Gas Sales Revenue (at Full Operation)	1,290.1 MMUS\$/Year
LNG Purchase Costs (at Full Operation)	1,127.5 MMUS\$/Year
Utility Costs (at Full Operation)	6.3 MMUS\$/Year
Manpower Costs (at Full Operation)	1.1 MMUS\$/Year
Overhead & Management Costs (at Full Operation)	1.1 MMUS\$/Year
Marketing Costs (at Full Operation)	6.5 MMUS\$/Year
Maintenance Costs (at Full Operation)	2.6 MMUS\$/Year
Insurance Costs (at Full Operation)	2.6 MMUS\$/Year
Total Operation Costs (at Full Operation)	1,147.7 MMUS\$/Year
LNG Receiving Terminal Construction Cost	523.5 MMUS\$
Pre-operation Cost	1.4 MMUS\$
Initial Working Capital	6.4 MMUS\$
Land Acquisition Cost	0.0 MMUS\$
Total Capital Cost (IRROI)	531.4 MMUS\$
Interest During Construction	62.7 MMUS\$
Financing Fees	8.8 MMUS\$
Total Capital Cost (IRROE)	602.8 MMUS\$
Equity Ratio on Total Capital Cost	30.00% %
Interest Rate of Long-term Loan 1	8.00% % p.a.
Interest Rate of Long-term Loan 2	8.50% % p.a.
Interest Rate of Short-term Loan	7.00% % p.a.
Internal Rate of Return (IRROE) before Tax	25.54%
Internal Rate of Return (IRROE) after Tax	22.77%

	(MMUS\$)																							
Project Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Total
Cash Inflow																								
Profit after Tax				-27.8	-7.8	21.1	48.4	47.0	45.5	47.9	52.9	55.7	58.8	90.2	91.1	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	1,320.0
Depreciation				52.1	52.1	66.8	66.8	66.8	55.8	55.8	52.4	52.4	52.4	11.2	11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	595.8
L-T Loan	111.7	122.4	109.0	35.7	43.2																			78.9
S-T Loan				4.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2
Total Cash Inflow	111.7	122.4	109.0	64.2	87.5	87.9	115.2	113.6	101.3	103.7	105.3	108.1	111.2	101.5	102.3	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	1,479.7
Cash Outflow																								
Terminal Construction Costs	149.1	163.5	130.9	36.2	43.8																			379.5
Preoperation Costs	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0																			0.9
Initial Working Capital	0.0	0.0	6.4	0.0	0.0																			2.4
Land Costs	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0																			0.0
Interest During Const.	5.7	18.1	25.9	4.7	8.2																			45.1
Financing Fees	5.3	0.8	2.2	0.4	0.2																			6.3
Increase in Working Capital																								0.0
Repayment of L-T Loan				21.1	22.9	32.3	35.0	37.9	41.1	44.6	48.3	52.3	56.7	14.2	15.4									304.0
Repayment of S-T Loan				0.0	4.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0
Total Cash Outflow	160.2	182.4	166.8	62.4	79.3	32.3	35.0	37.9	41.1	44.6	48.3	52.3	56.7	14.2	15.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	741.2
Net Cash Flow before Tax	-48.6	-60.0	-57.8	1.8	8.2	55.6	80.2	79.7	79.7	79.7	79.7	79.7	79.7	125.9	125.9	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	1,847.9
Net Cash Flow after Tax	-48.6	-60.0	-57.8	1.8	8.2	55.6	80.2	75.8	60.2	59.1	57.0	55.8	54.5	87.2	86.9	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	99.6	1,313.0
Accumulated Cash Flow Before Tax	-48.6	-108.5	-166.3	-164.5	-156.3	-100.7	-20.5	59.2	138.8	218.5	298.2	377.8	457.5	583.4	709.3	851.7	994.0	1,136.3	1,278.6	1,420.9	1,563.3	1,705.6	1,847.9	
Accumulated Cash Flow after Tax	-48.6	-108.5	-166.3	-164.5	-156.3	-100.7	-20.5	55.3	115.5	174.6	231.6	287.4	341.9	429.1	516.0	615.6	715.2	814.8	914.5	1,014.1	1,113.7	1,213.3	1,313.0	
Payout Period (Before Tax Basis)				1.0	1.0	1.0	1.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.3
Payout Period (After Tax Basis)				1.0	1.0	1.0	1.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.3
Profit Before Tax	0.0	0.0	0.0	-27.8	-7.8	21.1	48.4	50.8	65.0	68.4	75.6	79.6	84.0	128.9	130.1	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	142.3	1,854.9
Corporate Income Tax	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	19.5	20.5	25.7	23.9	25.2	38.7	39.0	42.7	42.7	42.7	42.7	42.7	42.7	42.7	42.7	534.9
Payout Period (Before Tax Basis) - Including Construction Period	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.3
Payout Period (After Tax Basis) - Including Construction Period	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.3



DATE: 2007.04.24	SCALE: 1/4000	PROJECT: 2007.04.24	PROJECT: 2007.04.24
PROJECT: 2007.04.24	PROJECT: 2007.04.24	PROJECT: 2007.04.24	PROJECT: 2007.04.24
PROJECT: 2007.04.24	PROJECT: 2007.04.24	PROJECT: 2007.04.24	PROJECT: 2007.04.24
PROJECT: 2007.04.24	PROJECT: 2007.04.24	PROJECT: 2007.04.24	PROJECT: 2007.04.24