



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**ANALISIS RESIKO TERHADAP EVALUASI KELAYAKAN INVESTASI  
PROYEK PEMBANGUNAN FASILITAS GAS BUMI  
DI SUMATERA BAGIAN UTARA**

**TESIS**

**ARIEF RACHMAN**

**1006735611**

**FAKULTAS TEKNIK  
PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA  
DEPOK  
JULI 2012**



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**ANALISIS RESIKO TERHADAP EVALUASI KELAYAKAN  
INVESTASI PROYEK PEMBANGUNAN FASILITAS GAS BUMI  
DI SUMATERA BAGIAN UTARA**

**TESIS**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Teknik**

**ARIEF RACHMAN**

**1006735611**

**FAKULTAS TEKNIK**

**PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA**

**KEKHUSUSAN MANAJEMEN GAS**

**DEPOK**

**JULI 2012**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

**Tesis ini adalah hasil karya saya sendiri,  
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk  
telah saya nyatakan dengan benar**

**Nama : Arief Rachman**

**NPM : 1006735611**

**Tanda Tangan :**



**Tanggal : 12 Juli 2012**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :

Nama : Arief Rachman

NPM : 1006735611

Program Studi : Teknik Kimia

Judul Tesis : Analisis Resiko Terhadap Evaluasi Kelayakan Investasi  
Proyek Pembangunan Fasilitas Gas Bumi di Sumatera Bagian Utara

**Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Teknik pada Program Studi Teknik Kimia Kekhususan Manajemen Gas Fakultas Teknik, Universitas Indonesia**

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Prof. Dr. Anondho Wijanarko M. Eng.

Penguji : Dr. Asep Handaya Saputra

Penguji : Dr. Nelson Saksono Pandjaitan

Penguji : Mahmud Sudibandriyo, Ph.D.



Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 12 Juli 2012

## KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT yang telah melimpahkan berkah dan hidayah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tesis ini. Penyusunan Tesis ini dilakukan dalam rangka pelaksanaan Ujian Sidang akhir untuk memenuhi salah satu persyaratan mendapat gelar Magister Teknik pada Program Studi Teknik Kimia Kekhususan Manajemen Gas Fakultas Teknik Universitas Indonesia.

Pada kesempatan ini penulis ingin menyampaikan ucapan terima kasih kepada :

1. Prof. Dr. Ir. Anondho Wijanarko, M. Eng selaku Dosen Pembimbing, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pemikiran untuk membimbing penulis dalam penyusunan Tesis ini.
2. Prof. Dr. Ir. Widodo W. Purwanto, DEA selaku Ketua Departemen Teknik Kimia.
3. Istri tercinta dan anak-anak tersayang, yang telah memberikan dukungan dan do'a yang tiada putus.
4. Rekan-rekan kerja di PT Pertamina EP dan teman-teman di Manajemen Gas Teknik Kimia UI.
5. Pihak-pihak lain yang telah membantu penulis dalam penyelesaian Tesis ini.

Semoga Allah SWT berkenan untuk membalaskan segala amal kebaikan bapak dan ibu semua.

Penulis menyadari bahwa dalam penyusunan Tesis ini masih terdapat kekurangan-kekurangan yang perlu dibenahi. Oleh karenanya penulis harapan kritik dan saran yang membangun guna penyempurnaan Tesis ini serta dapat memberikan manfaat bagi kita semua. Amin.

Depok, Juli 2012

Arief Rachman

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR  
UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

---

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Arief Rachman

NPM : 1006735611

Program Studi : Teknik Kimia

Departemen : Teknik Kimia

Fakultas : Teknik

Jenis Karya : Tesis

demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul:

**ANALISIS RESIKO TERHADAP EVALUASI KELAYAKAN INVESTASI PROYEK  
PEMBANGUNAN FASILITAS GAS BUMI DI SUMATERA BAGIAN UTARA**

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia /formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok

Pada tanggal : 12 Juli 2012

Yang menyatakan



(Arief Rachman)



## ABSTRAK

Nama : Arief Rachman  
Program Studi : Teknik Kimia  
Judul : Analisis Resiko Terhadap Evaluasi Kelayakan Investasi  
Proyek Pembangunan Fasilitas Gas Bumi di Sumatera  
Bagian Utara

Dalam Neraca Gas Indonesia, wilayah Indonesia dibagi menjadi 11 region. Dari 11 region tersebut, pada tahun 2007 terdapat 3 region yang dinyatakan kekurangan gas, yaitu region II (Sumatera Bagian Utara), region VI (Kalimantan Bagian Timur) dan region IX (Papua). Pengembangan fasilitas gas bumi pada wilayah-wilayah yang kekurangan pasokan gas merupakan peluang bisnis yang sangat menarik.

Proyek pembangunan fasilitas gas bumi yang dilakukan di wilayah Sumatera Bagian Utara mempunyai tingkat keekonomian yang sangat menarik, tetapi tingkat risikonya berada pada Zona ALARP (*As Low As Reasonable Practise*). Evaluasi juga dilakukan berdasarkan *Monte Carlo Simulation* dengan menggunakan software *Crystal Ball*. Upaya-upaya mitigasi resiko proyek dilakukan untuk menurunkan tingkat resiko hingga mencapai Zona Acceptable. Dengan memperhitungkan biaya mitigasi resiko proyek sebesar US\$ 17,611,053/tahun, tingkat keekonomian dari proyek pembangunan fasilitas gas bumi di wilayah Sumatera Bagian Utara masih menarik untuk dilaksanakan.

Kata Kunci :

fasilitas gas, investasi, *montecarlo simulation*, proyek, resiko

## ABSTRACT

Name : Arief Rachman  
Study Program: Chemical Engineering  
Title : Risk Analysis of The Evaluation of Feasibility Gas Plant Facility Development Project in Northern Sumatera.

In the Indonesia Gas Balance, Indonesia's area is divided into 11 regions. On 2007, there were 3 gas deficit regions, which is region II (Northern Sumatera), region VI (Eastern Kalimantan) and region IX (Papua). The development of natural gas facilities in the areas that deficit of gas supply is a very attractive business opportunity.

Natural gas facility development project that undertaken in the Northern Sumatera Region has a very interesting economic level, but the risk level is at ALARP (As Low As Reasonable Practise) Zone. Evaluation is also conducted based on the Monte Carlo Simulation using the Crystal Ball software. Project risk mitigation efforts undertaken to reduce the risk level to achieve The Acceptable Zone. Taking the project risk mitigation cost for US\$ 17,611,053 / year into economic calculation, the economic value of natural gas facility development project in the Northern Sumatera Region remains attractive to be implemented.

Key words :

investment, montecarlo natural gas facility, simulation, project, risk

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL</b> .....	<b>ii</b>
<b>HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS</b> .....	<b>iii</b>
<b>HALAMAN PENGESAHAN</b> .....	<b>iv</b>
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	<b>v</b>
<b>HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI</b> .....	<b>vi</b>
<b>ABSTRAK</b> .....	<b>vii</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>viii</b>
<b>DAFTAR ISI</b> .....	<b>ix</b>
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	<b>xi</b>
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	<b>xiv</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN</b> .....	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Perumusan Masalah .....	4
1.3 Tujuan Penelitian .....	4
1.4 Manfaat Penelitian .....	4
1.5 Batasan Penelitian .....	5
1.6 Sistematika Penulisan .....	5
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b> .....	<b>7</b>
2.1 Gas Bumi.....	7
2.2. Manajemen Proyek .....	10
2.2.1. Umum.....	10
2.2.2. Siklus Proyek .....	11
2.2.3. Pendanaan Proyek .....	14
2.3. Manajemen Resiko .....	18
2.4. Perhitungan Keekonomian .....	23
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN</b> .....	<b>27</b>
3.1 Tinjauan Umum.....	27
3.2. Kriteria Kajian Investasi. ....	29
3.2.1. Tingkat Probabilitas .....	29
3.2.2. Tingkat Dampak Resiko.....	38
3.2.3. Tingkat Bahaya ( <i>Hazard</i> ) .....	38
3.2.4. Penentuan Level Resiko .....	43
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN</b> .....	<b>49</b>
4.1 Kondisi Bawah Tanah.....	49

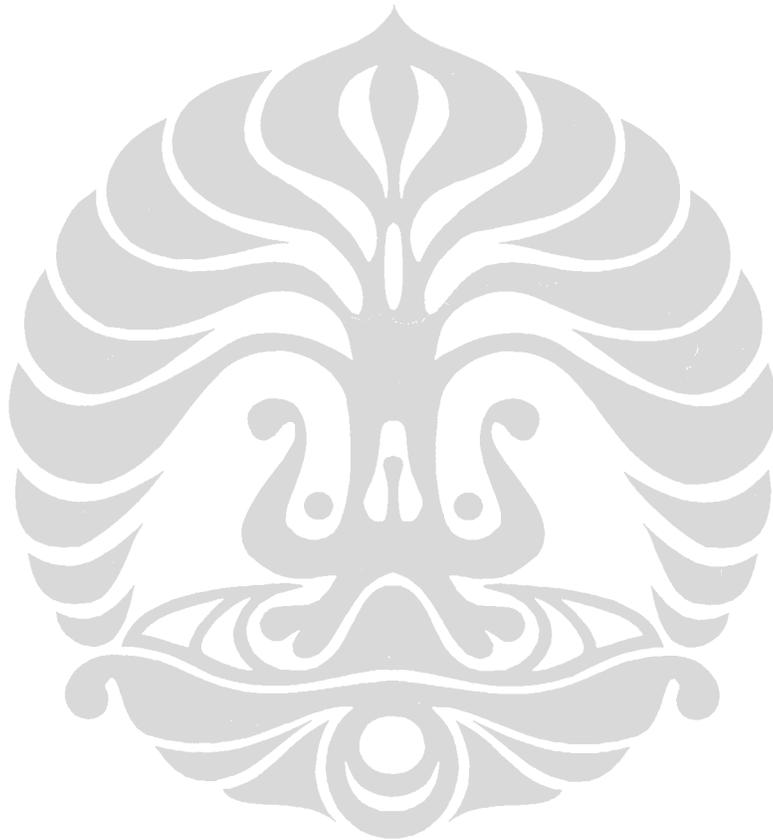
4.2. Fasilitas Atas Tanah.....	50
4.3. Penilaian Resiko .....	53
4.3.1. Tingkat Probabilitas .....	54
4.3.2. Tingkat Dampak Resiko .....	72
4.3.3. Tingkat Bahaya / <i>Hazard</i> .....	75
4.4. <i>Forecast</i> Resiko.....	87
4.5. Simulasi <i>Montecarlo</i> .....	89
4.6. Kebutuhan Biaya .....	95
4.6.1. Biaya Investasi.....	96
4.6.2. Biaya Operasi & Pemeliharaan.....	97
4.7. Perhitungan Keekonomian.....	98
4.8. Mitigasi Resiko.....	99
4.8.1. Perhitungan Resiko .....	104
4.8.2. Perbandingan Resiko.....	107
4.8.3. Perhitungan Keekonomian Mitigasi Resiko .....	108
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>110</b>
5.1 Kesimpulan .....	110
5.2 Saran .....	111
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>112</b>
<b>LAMPIRAN .....</b>	<b>113</b>

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1.</b> Tahapan Pada Siklus Proyek .....	14
<b>Gambar 2.2.</b> Proses Manajemen Resiko .....	19
<b>Gambar 2.3.</b> <i>Risk Reduction</i> .....	22
<b>Gambar 4.1.</b> Peta Lokasi Struktur A.....	50
<b>Gambar 4.3</b> Tingkat probabilitas cadangan gas awal .....	55
<b>Gambar 4.4</b> Tingkat probabilitas <i>Estimated Ultimate Reservoir (EUR)</i> .....	56
<b>Gambar 4.5</b> Tingkat probabilitas <i>Remaining Reserve</i> .....	57
<b>Gambar 4.6</b> Tingkat probabilitas <i>Withdrawal Rate</i> .....	58
<b>Gambar 4.7</b> Tingkat probabilitas Teknologi .....	59
<b>Gambar 4.8</b> Tingkat probabilitas <i>Maintenance</i> .....	60
<b>Gambar 4.9</b> Tingkat probabilitas <i>Reliability</i> .....	61
<b>Gambar 4.10</b> Tingkat probabilitas harga jual gas.....	63
<b>Gambar 4.11</b> Tingkat probabilitas biaya produksi .....	64
<b>Gambar 4.12</b> Tingkat probabilitas daya serap pasar.....	65
<b>Gambar 4.13</b> Tingkat probabilitas lokasi konsumen .....	66
<b>Gambar 4.14</b> Tingkat probabilitas nilai kalor .....	67
<b>Gambar 4.15</b> Tingkat probabilitas sisa periode kontrak .....	68
<b>Gambar 4.16</b> Tingkat probabilitas wilyah kerja .....	70
<b>Gambar 4.17</b> Tingkat probabilitas stabilitas politik .....	71
<b>Gambar 4.18</b> Tingkat probabilitas lingkungan sosial .....	72
<b>Gambar 4.19</b> Tingkat bahaya klasifikasi daerah bahaya .....	76

<b>Gambar 4.20</b> Tingkat bahaya klasifikasi kecelakaan kerja .....	77
<b>Gambar 4.21</b> Tingkat bahaya kerugian aset .....	79
<b>Gambar 4.22</b> Tingkat bahaya kerugian produksi .....	80
<b>Gambar 4.23</b> Tingkat bahaya jenis limbah .....	81
<b>Gambar 4.24</b> Tingkat bahaya penanganan limbah .....	82
<b>Gambar 4.25</b> Tingkat bahaya citra perusahaan .....	83
<b>Gambar 4.26</b> Tingkat bahaya profesionalisme perusahaan .....	84
<b>Gambar 4.27.</b> <i>Forecast</i> Resiko Teknis .....	89
<b>Gambar 4.28.</b> Sensitivity Resiko Teknis.....	90
<b>Gambar 4.29.</b> <i>Forecast</i> Resiko Ekonomis .....	90
<b>Gambar 4.30.</b> Sensitivitas Resiko Ekonomis .....	91
<b>Gambar 4.31.</b> <i>Forecast</i> Resiko Komersial.....	91
<b>Gambar 4.32.</b> Sensitivitas Resiko Komersial.....	92
<b>Gambar 4.33.</b> <i>Forecast</i> Resiko Organisasi .....	92
<b>Gambar 4.34.</b> Sensitivitas Resiko Organisasi .....	93
<b>Gambar 4.35.</b> <i>Forecast</i> Resiko Politik.....	93
<b>Gambar 4.36.</b> Sensitivitas Resiko Politik.....	94
<b>Gambar 4.37.</b> <i>Forecast</i> Total Resiko.....	94
<b>Gambar 4.38.</b> Sensitivitas Total Resiko.....	95
<b>Gambar 4.39</b> <i>Forecast</i> Resiko Mitigasi Teknis.....	104
<b>Gambar 4.40</b> <i>Forecast</i> Resiko Mitigasi Ekonomis .....	105
<b>Gambar 4.41</b> <i>Forecast</i> Resiko Mitigasi Komersial .....	105

<b>Gambar 4.42</b> <i>Forecast</i> Resiko Mitigasi Organisasi.....	106
<b>Gambar 4.43</b> <i>Forecast</i> Resiko Mitigasi Politik.....	106
<b>Gambar 4.44</b> <i>Forecast</i> Resiko Mitigasi Total Resiko .....	107
<b>Gambar 4.45</b> Grafik sebelum dan sesudah upaya mitigasi .....	108



## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 2.1.</b> Komposisi Gas Alam .....	8
<b>Tabel 3.1.</b> Probabilitas Resiko berdasarkan Original Gas In Place (OGIP). .....	30
<b>Tabel 3.2.</b> Probabilitas Resiko berdasarkan Estimated Ultimate Reservoir (EUR). .....	30
<b>Tabel 3.3.</b> Probabilitas Resiko berdasarkan Remaining Reserve. ....	31
<b>Tabel 3.4.</b> Probabilitas Resiko berdasarkan Withdrawal Rate. ....	31
<b>Tabel 3.5.</b> Probabilitas Resiko berdasarkan Teknologi. ....	32
<b>Tabel 3.6.</b> Probabilitas Resiko berdasarkan Maintenance. ....	32
<b>Tabel 3.7.</b> Probabilitas Resiko berdasarkan Reliability. ....	33
<b>Tabel 3.8.</b> Probabilitas Resiko berdasarkan Gas Price. ....	33
<b>Tabel 3.9.</b> Probabilitas Resiko berdasarkan Production Cost. ....	34
<b>Tabel 3.10.</b> Probabilitas Resiko berdasarkan Daya Serap Pasar. ....	34
<b>Tabel 3.11.</b> Probabilitas Resiko berdasarkan Lokasi Konsumen. ....	35
<b>Tabel 3.12.</b> Probabilitas Resiko berdasarkan Nilai kalor (GHV). ....	35
<b>Tabel 3.13.</b> Probabilitas Resiko berdasarkan Sisa Periode Kontrak. ....	36
<b>Tabel 3.14.</b> Probabilitas Resiko berdasarkan Wilayah Kerja. ....	36
<b>Tabel 3.15.</b> Probabilitas Resiko berdasarkan Stabilitas Politik. ....	37
<b>Tabel 3.16.</b> Probabilitas Resiko berdasarkan Lingkungan Sosial. ....	37
<b>Tabel 3.17.</b> Tingkat Dampak Resiko .....	38
<b>Tabel 3.18.</b> Tingkat Bahaya ( <i>Hazard</i> ) berdasarkan Daerah Berbahaya. ....	39
<b>Tabel 3.19.</b> Tingkat Bahaya ( <i>Hazard</i> ) berdasarkan Kecelakaan Kerja. ....	39

<b>Tabel 3.20.</b> Tingkat Bahaya berdasarkan Kerugian Aset. ....	40
<b>Tabel 3.21.</b> Tingkat Bahaya berdasarkan Kerugian Produksi. ....	40
<b>Tabel 3.22.</b> Tingkat Bahaya berdasarkan Jenis Limbah. ....	41
<b>Tabel 3.23.</b> Tingkat Bahaya berdasarkan Penanganan Limbah. ....	41
<b>Tabel 3.24.</b> Tingkat Bahaya berdasarkan Citra Perusahaan. ....	42
<b>Tabel 3.25.</b> Tingkat Bahaya berdasarkan Profesionalisme Perusahaan. ....	42
<b>Tabel 3.26.</b> Tabel Risk Matrix .....	48
<b>Tabel 4.1.</b> Hasil Analisis Gas .....	51
<b>Tabel 4.2.</b> Neraca <i>Supply &amp; Demand</i> Gas Wilayah II - Sumatera Utara.....	52
<b>Tabel 4.3</b> Probabilitas Resiko berdasarkan cadangan gas awal .....	54
<b>Tabel 4.4</b> Probabilitas Resiko berdasarkan <i>Estimated Ultimate Reservoir (EUR)</i> .....	56
<b>Tabel 4.5</b> Probabilitas Resiko berdasarkan <i>Remaining Reserve</i> .....	57
<b>Tabel 4.6</b> Probabilitas Resiko berdasarkan <i>Withdrawal Rate</i> .....	58
<b>Tabel 4.7</b> Probabilitas Resiko berdasarkan Teknologi .....	59
<b>Tabel 4.8</b> Probabilitas Resiko berdasarkan <i>Maintenance</i> .....	60
<b>Tabel 4.9</b> Probabilitas Resiko berdasarkan <i>reliability</i> .....	61
<b>Tabel 4.10</b> Probabilitas Resiko berdasarkan harga jual gas .....	62
<b>Tabel 4.11</b> Probabilitas Resiko berdasarkan biaya produksi .....	63
<b>Tabel 4.12</b> Probabilitas Resiko berdasarkan daya serap pasar .....	65
<b>Tabel 4.13</b> Probabilitas Resiko berdasarkan lokasi konsumen .....	66
<b>Tabel 4.14</b> Probabilitas Resiko berdasarkan nilai kalor .....	67
<b>Tabel 4.15</b> Probabilitas Resiko berdasarkan sisa periode kontrak .....	68

<b>Tabel 4.16</b> Probabilitas Resiko berdasarkan wilayah kerja .....	69
<b>Tabel 4.17</b> Probabilitas Resiko berdasarkan stabilitas politik .....	71
<b>Tabel 4.18</b> Probabilitas Resiko berdasarkan lingkungan sosial .....	72
<b>Tabel 4.19.</b> Tingkat Bahaya ( <i>Hazard</i> ) berdasarkan Daerah Berbahaya .....	76
<b>Tabel 4.20.</b> Tingkat Bahaya ( <i>Hazard</i> ) berdasarkan kecelakaan kerja .....	77
<b>Tabel 4.21.</b> Tingkat Bahaya ( <i>Hazard</i> ) berdasarkan kerugian aset .....	78
<b>Tabel 4.22.</b> Tingkat Bahaya ( <i>Hazard</i> ) berdasarkan kerugian produksi.....	79
<b>Tabel 4.23.</b> Tingkat Bahaya ( <i>Hazard</i> ) berdasarkan jenis limbah.....	80
<b>Tabel 4.24.</b> Tingkat Bahaya ( <i>Hazard</i> ) berdasarkan penanganan limbah.....	81
<b>Tabel 4.25.</b> Tingkat Bahaya ( <i>Hazard</i> ) berdasarkan citra perusahaan .....	82
<b>Tabel 4.26.</b> Tingkat Bahaya ( <i>Hazard</i> ) berdasarkan profesionalisme perusahaan.....	84
<b>Tabel 4.27</b> Penilaian faktor- faktor resiko tiap aspek.....	85
<b>Tabel 4.28</b> Bagan <i>Risk Matrix</i> .....	87
<b>Tabel 4.29</b> Perbandingan Resiko terhadap <i>Total cost</i> sebelum dan sesudah dilakukan upaya mitigasi .....	107

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Cadangan gas alam yang melimpah merupakan anugerah bagi bangsa Indonesia, sehingga Indonesia pernah dikenal sebagai eksportir gas alam cair (LNG) terbesar dunia. Gas alam tersebut berasal dari Lapangan Arun, Aceh Utara dan Lapangan Badak, Kalimantan Timur. Namun pada beberapa tahun terakhir ini banyak terjadi keluhan dari para pelaku industri. Sejumlah pabrik pupuk di Sumatera dan Kalimantan menutup operasinya akibat kekurangan pasokan gas. Industri-industri di Jawa juga mengeluh tentang pasokan gas dan harga jual gas yang tinggi.

Sementara itu pasokan gas untuk penjualan ke luar negeri terus berjalan, baik dalam bentuk gas alam cair (LNG) maupun gas dalam pipa. Para produsen gas mengaku agak sulit mengubah komitmen ekspor dengan pembeli yang terikat kontrak jangka panjang. Dari segi hukum, komitmen kontrak jangka panjang juga sangat sulit untuk diubah. Sementara itu dari segi keekonomian, penjualan gas ke luar negeri memang lebih menguntungkan dibanding penjualan domestik.

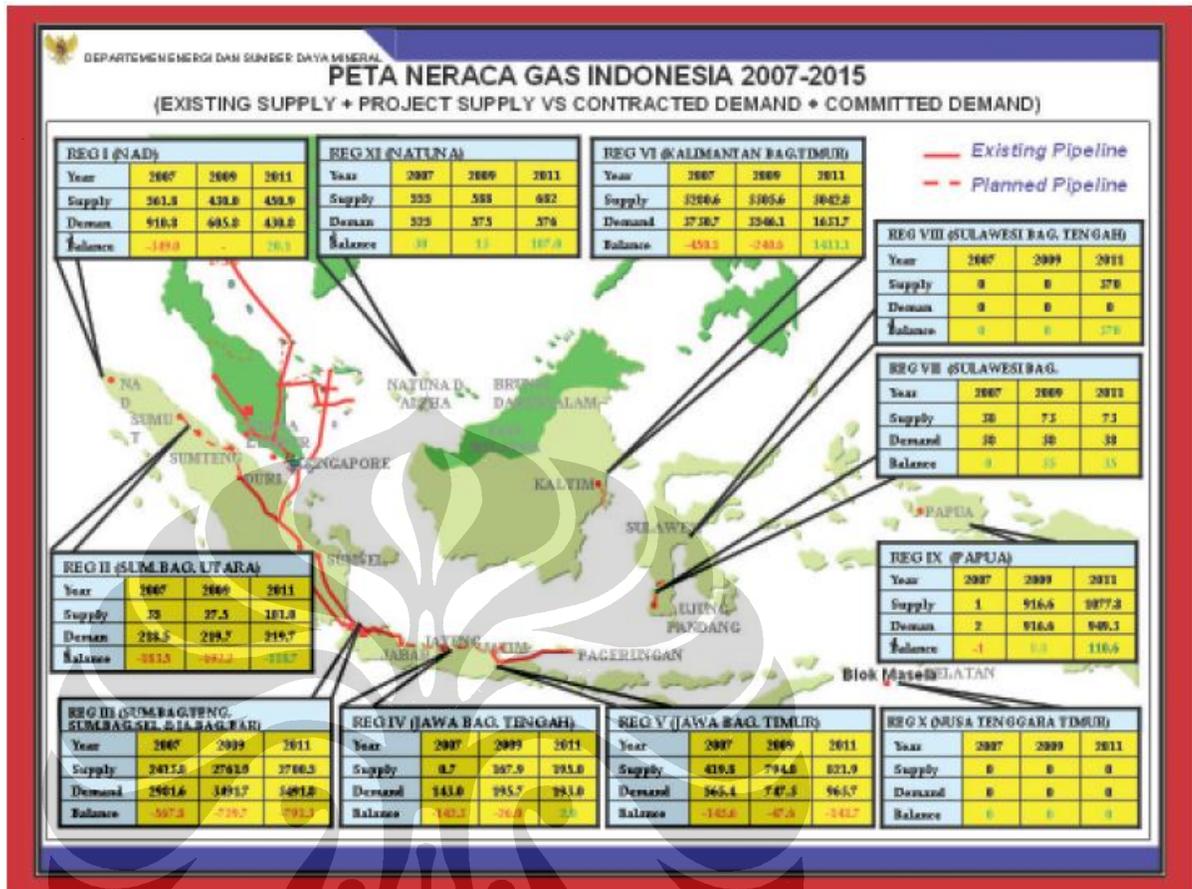
Para pelaku industri menganggap Pemerintah lebih mengutamakan ekspor dan tidak mau memberikan subsidi bagi industri dalam negeri. Tarik menarik antara kepentingan gas ekspor dan domestik menjadi isu besar di industri migas nasional. Pada tanggal 4 Mei 2007 Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) meluncurkan buku Neraca Gas Indonesia, yang memberikan gambaran lebih lengkap tentang kondisi gas bumi nasional, baik dari sisi ketersediaan maupun kebutuhan gas.

Dalam Neraca Gas Indonesia, wilayah Indonesia dibagi menjadi 11 region. Kriteria penetapan region adalah mempunyai cadangan gas yang besar dan mempunyai kebutuhan gas yang besar. Wilayah yang terhubung dengan jaringan pipa digabungkan menjadi satu region, yaitu wilayah Sumatera Bagian Tengah dan Selatan digabung dengan wilayah Jawa Barat dalam satu region.

Adapun pembagian region dalam Neraca Gas Indonesia adalah :

- Region I (Nanggro Aceh Darussalam)
- Region II (Sumatera Bagian Utara)
- Region III (Sumatera Bagian Tengah, Selatan dan Jawa Bagian Barat)
- Region IV (Jawa Bagian Tengah)
- Region V (Jawa Bagian Timur)
- Region VI (Kalimantan Bagian Timur)
- Region VII (Sulawesi Bagian Selatan)
- Region VIII (Sulawesi Bagian Tengah)
- Region IX (Papua)
- Region X (Nusa Tenggara Timur)
- Region XI (Natuna)

Dari 11 region tersebut, pada tahun 2007 sebanyak 4 region dinyatakan kelebihan gas, 4 region lainnya dinyatakan seimbang dan 3 region yang dinyatakan kekurangan gas. Keempat region yang kelebihan gas adalah Region XI (kelebihan 30 mmscfd), Region III (kelebihan 152 mmscfd), Region IV (kelebihan 0,7 mmscfd) dan Region V (kelebihan 1,1 mmscfd). Sementara itu 4 region yang seimbang antara pasokan dan kebutuhan gasnya adalah Region I, Region VII, Region VIII dan Region X. Sedangkan 3 region yang mengalami kekurangan gas adalah Region II (kekurangan 26,5 mmscfd), Region VI (kekurangan 450,1 mmscfd) dan Region IX (kekurangan 1 mmscfd).



Gambar 1.1. Peta Neraca Gas Indonesia

Agar gas yang dijual ke konsumen dapat memenuhi persyaratan yang telah ditentukan dalam Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG), maka gas yang diproduksi dari sumur perlu dialirkan ke *Central Processing Plant* (CPP) untuk proses pemisahan gas dari minyak bumi dan proses pemurnian gas dari zat-zat pengotor. Setelah didapatkan gas dengan kualitas yang sesuai dengan persyaratan dalam PJBG, maka gas tersebut ditransportasikan ke konsumen.

Dengan wilayah kerja PT Pertamina EP (PEP) yang terbentang dari Provinsi NAD sampai dengan Provinsi Papua, struktur penghasil gas PEP berada di wilayah Sumatera Bagian Utara, Sumatera Bagian Selatan dan Jawa Bagian Barat. Dari data Neraca Gas Indonesia dan struktur penghasil gas, PEP mempunyai peluang yang

sangat menarik untuk melakukan pengembangan produksi gas pada struktur-struktur wilayah Sumatera Bagian Utara.

## 1.2 Perumusan Masalah

Pengembangan produksi gas dari struktur-struktur gas membutuhkan investasi yang sangat besar dan bersifat jangka panjang. Setiap investasi yang ditanamkan tidak terlepas dari adanya peluang dan resiko pada seluruh aspek. Untuk itu perlu dilakukan evaluasi dan penerapan strategi yang tepat agar dapat menghindarkan diri dari resiko-resiko yang mengganggu tercapainya tujuan perusahaan.

Adapun permasalahan-permasalahan yang terdapat pada usulan investasi pengembangan produksi gas adalah :

- a) Faktor-faktor resiko dan level resiko yang ada pada investasi tersebut.
- b) Kelayakan investasi berdasarkan level resiko.
- c) Upaya-upaya mitigasi resiko agar level resiko dapat diturunkan hingga mencapai *Acceptable Zone*.

## 1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk membuat pola penilaian resiko (risk assessment pattern) terhadap investasi pembangunan fasilitas gas sehingga dapat menjadi acuan pada pelaksanaan investasi proyek pengembangan lapangan. Pola penilaian resiko ini dilengkapi dengan analisis resiko terhadap aspek Teknis, Ekonomis, Komersial, Organisasi dan Politik (TEKOP).

## 1.4 Manfaat Penelitian

Secara umum penelitian ini memiliki manfaat untuk penilaian resiko terhadap investasi di industri minyak dan gas sehingga dapat menjadi *tools* untuk menentukan kelanjutan proses suatu investasi.

Dalam lingkup nasional, penelitian ini diharapkan dapat meningkatkan daya tarik investasi pengembangan lapangan gas guna mewujudkan upaya kedaulatan

energi nasional. Hal ini dapat terjadi jika banyak dilakukan investasi untuk peningkatan produksi gas alam sehingga dapat memenuhi kebutuhan energi nasional yang semakin meningkat.

### 1.5 Batasan Penelitian

Pembahasan pada penelitian ini dibatasi pada evaluasi kelayakan investasi pembangunan fasilitas gas berdasarkan level resiko pada usulan investasi tersebut. Adapun yang dimaksud dengan fasilitas gas pada pembahasan ini adalah fasilitas gas yang ada di wilayah Sumatera Utara dan digunakan untuk memenuhi kebutuhan konsumen gas yang ada di kota Medan.

Fasilitas tersebut terdiri dari sistem perpipaan (*flowline*) untuk penyaluran gas dari sumur-sumur ke *Central Processing Plant* (CPP), *Central Processing Plant* (CPP) untuk proses pengumpulan, pemurnian dan kompresi gas serta sistem perpipaan (*trunkline*) untuk penyaluran gas dari CPP ke konsumen, melalui jalur pipa PT Pertamina Gas (Pertagas).

Konsumen gas terbesar di Sumatera Utara adalah PGN Sumatera Utara dan PLN Sumatera Utara. Untuk menyalurkan gas ke konsumen Sumatera Utara, digunakan jalur pipa gas milik PT Pertamina Gas (Pertagas) dari Pangkalan Berandan sampai ke Wampu, yang merupakan jalur pipa "*open access*". Penggunaan jalur pipa "*open access*" untuk penyaluran gas ke konsumen akan dikenakan biaya *toll fee*, sesuai dengan tarif pengangkutan gas bumi yang ditetapkan oleh Kepala Badan Pengatur Hilir Migas (BPH Migas).

### 1.6 Sistematika Penulisan

Penulisan thesis ini dilakukan dengan sistematika sebagai berikut :

- Bab I : Pendahuluan

Menjelaskan tentang latar belakang masalah, penentuan masalah, tujuan dan manfaat penulisan, metodologi penelitian serta sistematika penulisan.

- Bab II : Tinjauan Pustaka

Merupakan studi kepustakaan yang berisi teori-teori yang berhubungan dengan proses pengolahan gas dan penilaian proyek investasi.

- Bab III : Metodologi Penelitian

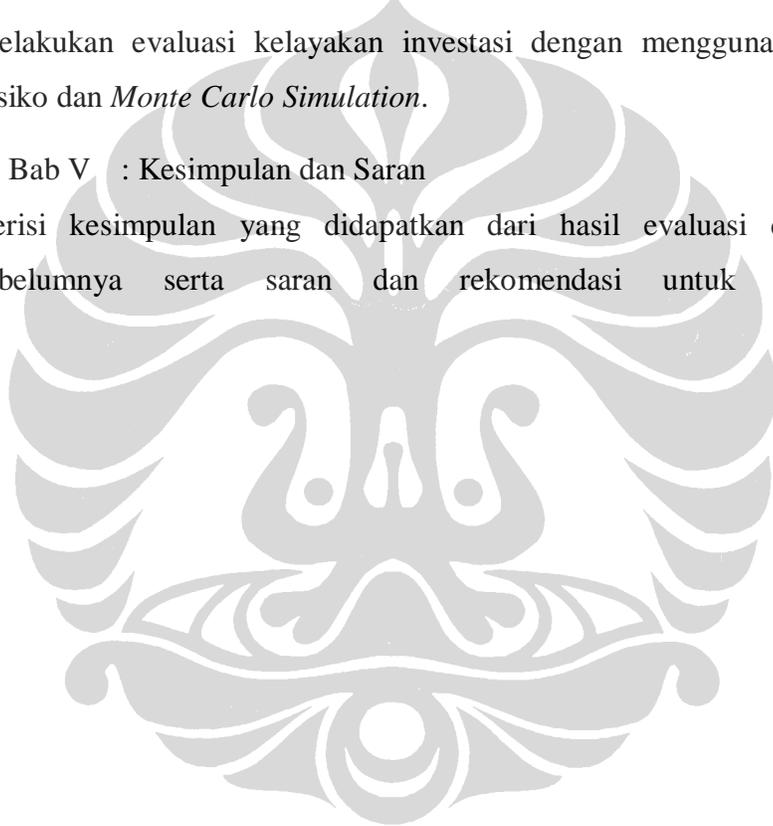
Menjelaskan tentang metodologi penelitian yang dilakukan untuk penilaian kelayakan investasi berdasarkan data-data struktur penghasil gas.

- Bab IV : Hasil dan Pembahasan

Melakukan evaluasi kelayakan investasi dengan menggunakan metoda penilaian resiko dan *Monte Carlo Simulation*.

- Bab V : Kesimpulan dan Saran

Berisi kesimpulan yang didapatkan dari hasil evaluasi dan pembahasan bab sebelumnya serta saran dan rekomendasi untuk kelayakan investasi.



## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 Gas Bumi

Sekitar 30 tahun yang lalu, energi gas bumi belum diperhitungkan sebagai salah satu sumber energi yang dapat mendorong pertumbuhan perekonomian dalam negeri. Sektor industri dan sektor transportasi sangat enggan untuk berubah menggunakan energi gas.

Tetapi seiring dengan menurunnya produksi bahan bakar minyak dan semakin lengkapnya infrastruktur pipa gas, maka konsumsi gas semakin diminati masyarakat. Bahkan pada saat terjadi kenaikan harga minyak dunia, Pemerintah Republik Indonesia mendorong pemakaian gas lebih banyak untuk industri dalam negeri. Hal tersebut dikarenakan biaya produksi industri yang jauh lebih rendah bila menggunakan bahan bakar gas dibandingkan dengan menggunakan bahan bakar minyak (BBM).

Gas bumi yang digunakan oleh konsumen hampir seluruhnya terdiri dari metana. Namun, gas bumi yang ditemukan di kepala sumur, meskipun masih terdiri dari komponen utama metana, tetapi tidak sebagai gas murni. Gas bumi mentah berasal dari tiga jenis sumur, yaitu sumur minyak, sumur gas dan sumur kondensat.

Gas bumi yang berasal dari sumur minyak biasanya disebut dengan “associated gas”. Gas ini dapat diproduksi karena terpisah dari minyak saat di formasi (gas bebas) ataupun dalam kondisi terlarut dalam minyak mentah (gas terlarut). Sedangkan gas bumi yang berasal dari sumur gas dan kondensat, di mana terdapat minyak mentah dalam jumlah yang sedikit atau bahkan tidak ada, disebut dengan “*non associated gas*”. Sumur gas biasanya menghasilkan gas bumi mentah dengan sendirinya, sementara sumur kondensat menghasilkan gas bebas bersama dengan hidrokarbon cair semi-kondensat.

Gas bumi sendiri merupakan campuran beberapa gas dengan komposisi terbesar adalah metana. Gas bumi dari sumber yang berbeda akan mempunyai komposisi yang

berbeda pula. Karena itu nilai Heating Value juga akan bervariasi tergantung dari komposisi campuran gas masing-masing. Adapun contoh komposisi gas bumi dapat dilihat pada tabel 2.1. di bawah ini.

**Tabel 2.1.** Komposisi Gas Alam

Komponen	Formula	% Mol
Nitrogen	N <sub>2</sub>	0.34
Carbon Dioxide	CO <sub>2</sub>	0.91
Hydrogen Sulfida	H <sub>2</sub> S	0.50
Methane	CH <sub>4</sub>	21.36
Ethane	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	36.78
Propane	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	10.21
i-Butane	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	6.38
n-Butane	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	9.84
i-Pentane	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	2.63
n-Pentane	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	4.01
Hexane	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	3.90
Heptane Plus	C <sub>7</sub> H <sub>16+</sub>	3.14
Total		100.00

Proses produksi gas bumi diawali dari penemuan cadangan gas yang berada jauh di bawah permukaan tanah. Dari reservoir di bawah tanah, gas tersebut dibawa ke permukaan tanah melalui tubing yang terpasang pada sumur gas. Gas bumi mentah dari sumur-sumur pada lapangan gas kemudian dikumpulkan di Stasiun Pengumpul Gas (*Gas Gathering Station*). Di Stasiun Pengumpul Gas, gas bumi mengalami proses pemisahan dari minyak dan air. Proses pemisahan awal biasanya berupa pemisahan tiga-fasa melalui Separator Unit Tekanan Tinggi (*HP Separator*) dengan ukuran yang disesuaikan dengan kapasitas gas. Artinya, ukuran separator yang digunakan biasanya cukup besar untuk laju alir gas yang melewatinya guna memberikan waktu retensi yang cukup untuk pemisahan tiga-fase.

Melalui *HP Separator Unit*, gas dipisahkan dari liquid dan disalurkan melalui jalur pipa. Sedangkan liquid yang dihasilkan kemudian dialirkan ke *MP Separator Unit* untuk dilakukan proses stabilisasi liquid dengan melakukan pemisahan dari gas.

Liquid yang dihasilkan dari MP *Separator Unit* kemudian dialirkan ke LP *Separator Unit* untuk dilakukan proses stabilisasi liquid dengan melakukan pemisahan dari gas. Gas yang dihasilkan dari proses pemisahan di MP *Separator Unit* dan LP *Separator Unit* kemudian dinaikkan tekanannya dengan menggunakan Gas *Compressor*. Gas luaran dari Gas *Compressor Unit* kemudian digabungkan dengan gas hasil pemisahan di HP *Separator Unit* untuk dikirimkan ke konsumen.

Sebelum dikirim ke konsumen, gas-gas harus dibersihkan dari zat-zat yang dapat menurunkan kualitasnya, seperti asam gas dan kadar air. Asam gas, biasanya terdiri dari hidrogen sulfida ( $H_2S$ ) dan karbon dioksida ( $CO_2$ ), adalah zat pengotor yang sering ditemukan dalam gas alam dan harus dihilangkan. Keduanya bisa sangat korosif, dimana  $CO_2$  akan membentuk asam karbonat dengan adanya air, sedangkan  $H_2S$  berpotensi menyebabkan sifat getas pada baja. Selain itu,  $H_2S$  bersifat sangat beracun, walaupun pada konsentrasi yang sangat rendah. Ketika gas tersebut dijual, pembeli akan menentukan konsentrasi maksimum  $CO_2$  dan  $H_2S$ . Batas normal untuk konsentrasi  $CO_2$  dalam gas sales adalah 2 - 4 % volume, sedangkan konsentrasi  $H_2S$  biasanya dibatasi pada 4 ppm volume gas.

Gas bumi yang diproduksi dari sumur biasanya jenuh dengan uap air. Pada umumnya proses pemurnian gas juga menghasilkan gas jenuh dengan uap air. Uap air yang dapat berubah menjadi bentuk cair atau padat dapat terjadi ketika gas dikompresi atau didinginkan. Hal tersebut tentu sangat merepotkan. Air dalam bentuk cair dapat mempercepat korosi pada pipa dan peralatan lainnya, sedangkan hidrat padat yang terbentuk dari air dapat menyebabkan kebuntuan pada *valve*, *fitting* dan kadang-kadang pipa itu sendiri. Kadar air yang terakumulasi dalam jumlah rendah pada pipa dapat mengurangi kapasitas penyaluran. Proses menghilangkan uap air dengan Unit *Dehydration* akan menghilangkan kesulitan-kesulitan yang mungkin terjadi dan biasanya diperlukan pada perjanjian penjualan gas.

## 2.2. Manajemen Proyek

### 2.2.1. Umum

Proyek adalah suatu aktivitas yang dilakukan untuk menghasilkan produk, jasa atau hasil yang bersifat unik. Proyek bersifat sementara, yaitu mempunyai waktu awal dan akhir yang pasti. Proyek akan berakhir ketika tujuan proyek telah tercapai atau ketika proyek dihentikan karena tujuan tidak akan atau tidak dapat dipenuhi, atau ketika kebutuhan untuk proyek tersebut tidak ada lagi. Di dalam proses mencapai tujuan tersebut telah ditentukan batasan-batasan pada proyek, yaitu :

- Anggaran

Proyek harus diselesaikan dengan biaya yang tidak melebihi anggaran. Untuk proyek-proyek yang melibatkan dana dalam jumlah yang sangat besar dan jadwal bertahun-tahun, anggarannya bukan hanya ditentukan oleh total proyek tetapi dipecah menjadi komponen-komponen yang lebih kecil atau dibagi per periode waktu tertentu (misalnya per kwartal) yang jumlahnya disesuaikan dengan keperluan. Dengan demikian, penyelesaian bagian-bagian proyek tersebut harus memenuhi sasaran anggaran per periode.

- Jadwal

Proyek harus dikerjakan sesuai dengan kurun waktu dan tanggal akhir yang telah ditentukan. Bila hasil akhir adalah produk baru, maka penyerahannya tidak boleh melewati batas waktu yang telah ditentukan.

- Mutu.

Produk, jasa atau hasil kegiatan proyek harus memenuhi spesifikasi dan kriteria yang dipersyaratkan. Sebagai contoh, bila hasil kegiatan proyek tersebut berupa instalasi Gas Plant, maka kriteria yang harus dipenuhi adalah Gas Plant tersebut harus mampu beroperasi secara memuaskan dalam kurun waktu yang telah ditentukan. Jadi, memenuhi persyaratan mutu berarti mampu memenuhi tugas yang dimaksudkan atau sering disebut sebagai fit for the intended use.

### 2.2.2. Siklus Proyek

Menurut Iman Soeharto (1997), salah satu sistematika tahapan proyek yang luas pemakaiannya adalah sistematika yang disusun oleh United Nation Industrial Development Organization (UNIDO). Menurut UNIDO, siklus suatu proyek terbagi menjadi 2 tahap, yaitu tahap persiapan dan tahap implementasi. Pada perkembangan selanjutnya, tahap persiapan dirinci lebih lanjut menjadi tahap konseptual, tahap desain pendahuluan dan tahap desain terinci. Sedangkan tahap implementasi pada umumnya lebih dikenal sebagai tahap konstruksi atau pabrikasi.

Dengan demikian, siklus suatu proyek terdiri dari :

#### 1. Tahap Konseptual.

Tahap ini terdiri dari beberapa kegiatan, yaitu menyusun dan merumuskan gagasan, menganalisis pendahuluan dan melakukan studi kelayakan. Studi kelayakan merupakan kegiatan yang mencoba menyoroti segala aspek mengenai layak atau tidaknya suatu gagasan untuk direalisasikan. Dibandingkan dengan kegiatan analisis pendahuluan, studi kelayakan mempunyai lingkup dan aspek pengkajian yang lebih luas, mendorong potensi yang positif dan menaruh perhatian khusus terhadap kendala dan keterbatasannya.

#### 2. Tahap Desain Pendahuluan.

Pada tahap desain pendahuluan, dilakukan definisi sistem dan fungsi utama sistem. Hal tersebut berarti dilakukan peletakan dasar-dasar untuk penyusunan kriteria dan spesifikasi peralatan yang diperlukan, kualitas dan kuantitas pekerja, fasilitas pendukung, pemeliharaan, dan lain-lain. Kemudian dilakukan pengelompokan dalam sub-sistem dan dilanjutkan dengan pelaksanaan analisis untuk mengevaluasi alternatif desain secara terperinci, seperti :

- Melihat seluruh aspek untuk mewujudkan sistem (konstruksi atau pabrikasi), operasi dan pemeliharaan.
- Mendefinisikan masing-masing fungsi dari seluruh komponen sistem (peralatan utama, peralatan pendukung, dan lain-lain).
- Mencari keseimbangan antara kebutuhan dengan sumber daya yang tersedia melalui pengkajian perbandingan antara parameter teknis dengan siklus biaya.

### 3. Tahap Desain Detail.

Pelaksanaan tahap desain detail dilakukan dengan melanjutkan seluruh kegiatan yang dasar-dasarnya telah disusun pada tahap desain pendahuluan, yaitu kegiatan penyiapan deskripsi konfigurasi sub-sistem, komponen sistem, dan lain-lain. Tahap Desain Detail terdiri dari :

- Penyusunan deskripsi dari spesifikasi, kriteria dan konfigurasi secara detail dari sub-sistem atau komponen sistem.
- Pembuatan dokumen engineering sub-sistem, seperti perhitungan teknis, spesifikasi peralatan, gambar engineering, gambar konstruksi, dan lain-lain.
- Pembuatan model dari sistem yang hendak dibangun.
- Penyusunan prosedur inspeksi, tes dan evaluasi.

Pelaksanaan desain engineering ditujukan untuk pemenuhan kebutuhan operasi dan pemeliharaan sistem dengan memperhatikan kendala biaya. Kebutuhan operasi dan pemeliharaan sistem harus dimasukkan sebagai syarat-syarat yang harus dipenuhi dalam pembuatan produk-produk desain engineering. Adapun kebutuhan operasi dan pemeliharaan sistem terdiri dari :

- Desain sistem yang memenuhi kinerja teknis (technical performance), baik dalam kapasitas maupun mutu.
- Sistem yang bersifat tangguh (reliable), dapat beroperasi dengan baik selama jangka waktu yang telah ditentukan.

- Sistem yang memperhatikan faktor manusia yang akan mengerjakan operasi dan pemeliharaan, tidak sulit, tidak cepat melelahkan dan memperhatikan aspek keamanan (safety).
- Sistem yang memperhatikan faktor productibility, constructibility dan maintainability.
- Sistem yang mempunyai keluwesan (flexibility), yaitu yang mampu beroperasi dengan kapasitas yang berubah-ubah atau dengan konfigurasi yang berubah-ubah.
- Sistem dan produk yang dihasilkan telah memasukkan faktor transportasi yang dihadapi, seperti kendala yang timbul karena dimensi, berat, dan lain-lain.
- Sistem yang memperhatikan kemudahan dalam pemeriksaan, inspeksi dan testing pada saat-saat diperlukan.
- Tersedianya suku cadang dan tenaga ahli di lokasi atau daerah yang berdekatan.

Selain kebutuhan-kebutuhan tersebut di atas, tahap desain detail juga harus mempertimbangkan faktor ekonomi. Bagaimanapun baiknya hasil desain engineering yang dibuat, jika tidak didukung oleh faktor ekonomi, maka desain tersebut tidak akan pernah direalisasikan karena tidak ekonomis.

Tahapan-tahapan kegiatan yang dilakukan pada suatu siklus proyek dapat dilihat pada gambar 2.1.



**Gambar 2.1.** Tahapan Pada Siklus Proyek

### 2.2.3. Pendanaan Proyek

Bagi proyek yang memerlukan dana dalam jumlah yang besar, persoalan pendanaan umumnya sangat kompleks. Pihak pemilik proyek akan mengusahakan agar arus pengembalian atau tingkat keuntungan minimal tidak akan menurunkan nilai perusahaan, maka diperlukan persiapan yang seksama dari segi teknis dan administratif.

Pemilihan pola pendanaan akan mencerminkan tujuan dan kepentingan spesifik pemilik proyek setelah mempertimbangkan berbagai faktor yang sedang dihadapi. Sedangkan bagi penyandang dana, apapun pola yang hendak digunakan yang jelas dia ingin yakin dana yang dipinjamkan dapat kembali sesuai perjanjian.

Bahkan seringkali pihak penyandang dana ingin melihat penggunaan dananya dapat dikelola secara baik dan hasilnya sesuai dengan yang direncanakan.

Adapun sumber pendanaan suatu proyek dapat dikelompokkan menjadi :

a. Menerbitkan Saham.

Hasil penjualan dari saham yang baru diterbitkan akan menjadi dana yang dapat dipakai untuk membiayai proyek. Harga pasar suatu saham ditentukan oleh kinerja ekonomi perusahaan yang bersangkutan. Para pembeli saham akan menjadi pemegang saham atau disebut *share holder* atau *stock holder*, yaitu para pemegang sertifikat ikut memiliki ekuitas perusahaan, tidak tergantung betapapun kecilnya.

b. Laba Ditahan.

Dana proyek dapat juga dihimpun dari laba ditahan atau yang disebut *retained earning* dari perusahaan. Jadi dapat dikatakan bahwa dana proyek tersebut digali dari dalam perusahaan itu sendiri.

c. Hutang.

Sumber pendanaan proyek yang lain adalah pinjaman (*loan*). Ini terjadi bila sejumlah uang pinjaman digunakan dalam jangka waktu tertentu. Pihak pemberi pinjaman atau kreditor akan membebankan bunga dan pembayaran kembali pinjaman pokok sesuai dengan persyaratan perjanjian. Pada umumnya persyaratan perjanjian meliputi :

- Pengaturan dan jadwal pengembalian.
- Adanya jaminan bagi pihak pemberi pinjaman.
- Fee dan biaya administrasi yang lain.
- Bunga pinjaman

Pinjaman atau hutang dianggap tidak dipengaruhi oleh inflasi, yang berarti bahwa jika besaran bunga, cicilan pinjaman pokok dan jangka waktu pembayaran telah ditentukan, maka dampak inflasi tidak diperhitungkan lagi.

d. Kerjasama dengan Pihak Lain.

Bentuk kerjasama dengan pihak lain dalam pembangunan dan pengelolaan infrastruktur (Siswono, 2004) adalah sebagai berikut :

1. *BOT (Build, Operate and Transfer)*.

Bentuk kerjasama dimana investor bertanggung jawab dari pembiayaan, konstruksi, pengoperasian dan pemeliharannya. Pengembalian investasi dilakukan dengan pengenaan biaya pada penggunaan fasilitas dengan jangka waktu tertentu. Pada akhir perjanjian, seluruh aset dikembalikan tanpa biaya apapun. Pilihan bentuk kerjasama ini biasanya digunakan pada proyek infrastruktur yang memerlukan biaya investasi yang sangat besar dengan waktu pengembalian yang lama.

2. *BT (Build and Transfer)*.

Bentuk kerjasama dimana pihak investor bertanggung jawab atas pembiayaan dan konstruksi, dan setelah selesai akan diserahkan kepada pemilik proyek. Sistem pembayaran dilakukan berdasarkan kesepakatan kedua belah pihak.

3. *BLT (Build, Lease and Transfer)*.

Bentuk kerjasama dimana investor bertanggung jawab atas konstruksi dan pembiayaan. Setelah proyek selesai, maka fasilitas tersebut disewakan kepada pemilik proyek dalam bentuk sewa beli sesuai dengan jangka waktu yang disepakati. Pada akhir perjanjian, fasilitas tersebut diserahkan kepada pemilik proyek. Pihak investor mendapatkan pengembalian investasi dari nilai sewa yang telah disepakati.

4. *BOO (Build, Own and Operate)*.

Bentuk kerjasama dimana pihak investor bertanggung jawab atas kegiatan konstruksi, pembiayaan, pengoperasian dan pemeliharaan fasilitas. Pada akhir perjanjian, fasilitas tersebut tetap menjadi milik investor. Pengembalian biaya investasi, biaya pengoperasian dan biaya pemeliharaan didapatkan dari pengenaan biaya atas penggunaan fasilitas dan layanan infrastruktur.

5. *ROO (Rehabilate, Own and Operate).*

Bentuk kerjasama dimana investor melakukan perbaikan, pengoperasian dan pemeliharaan fasilitas dari pemilik proyek. Pengembalian biaya rehabilitasi dan biaya pengoperasian didapatkan dari pengenaan biaya atas penggunaan fasilitas. Kerjasama ini dapat dihentikan apabila pihak investor tidak dapat memenuhi standar pelayanan yang telah disepakati.

6. *ROT (Rehabilate, Own and Transfer).*

Bentuk kerjasama dimana pihak investor melakukan perbaikan, pengoperasian dan pemeliharaan fasilitas dari pemilik proyek dalam jangka waktu tertentu. Pada akhir perjanjian, fasilitas tersebut diserahkan kembali kepada pemilik proyek.

7. *DOT (Develope, Operate and Transfer).*

Bentuk kerjasama dimana terdapat kondisi yang menguntungkan di sekitar proyek infrastruktur, yaitu terdapat kegiatan yang dapat dikembangkan oleh pihak investor dan dapat diintegrasikan ke dalam proyek kerjasama untuk dioperasikan dalam jangka waktu tertentu. Pada akhir perjanjian, fasilitas tersebut akan diserahkan kepada pemilik proyek.

8. *CAO (Contract, Add and Operate).*

Bentuk kerjasama dimana pihak investor melakukan penambahan fasilitas infrastruktur, kemudian mengoperasikan fasilitas tersebut atau seluruh infrastruktur dalam jangka waktu tertentu. Kerjasama ini dapat dihentikan jika pihak investor tidak dapat memenuhi tingkat layanan yang telah disepakati.

9. *KSO (Kerja Sama Operasi).*

Suatu bentuk kerjasama dengan prinsip saling menguntungkan antara pemilik proyek dengan pihak investor, dimana sang pemilik proyek terlibat dalam pengelolaannya.

#### 10. KSU (Kerja Sama Usaha).

Suatu bentuk kerjasama dengan prinsip saling menguntungkan antara pemilik proyek dengan pihak investor, dimana sang pemilik proyek tidak terlibat dalam pengelolaannya.

#### 11. KM (Kontrak Manajemen).

Suatu bentuk kerjasama dimana pemilik proyek menyerahkan asetnya untuk dikelola oleh pihak lain

### 2.3. Manajemen Resiko

Resiko selalu melekat pada setiap kegiatan, baik dalam pengelolaan suatu proyek, penentuan prioritas kerja, transaksi dengan pelanggan, pembelian suatu barang atau jasa, dan lain-lain. Bahkan, tidak melakukan sesuatu kegiatanpun tidak lepas dari resiko yang tidak terduga. Sebagai manusia, secara alamiah kita mengelola resiko secara berkelanjutan. Ini kita lakukan secara tidak sadar meski kadang-kadang secara sadar. Bagi suatu perusahaan, resiko tidak bisa dikelola tanpa sadar. Perusahaan harus mengelola resiko-resiko yang mungkin dihadapinya secara logis, sistematis, terstruktur dan terdokumentasi dengan baik. Hal ini berlaku bagi seluruh fungsi dan bagian dari perusahaan, baik untuk pimpinan maupun anggota, serta meliputi seluruh kegiatan perusahaan tersebut.

Untuk itu perlu dilakukan pengelolaan potensi-potensi penyebab kegagalan dalam pencapaian sasaran perusahaan, yang disebut dengan Manajemen Resiko. Kerangka kerja manajemen resiko merupakan implementasi prinsip manajemen mutu dan dikenal dengan “*Plan-Do-Check-Action*”.

Prinsip dasar penerapan manajemen resiko pada proses bisnis adalah :

1. Memahami sasaran (*objective*) pada proses bisnis tersebut.
2. Mengidentifikasi hal-hal yang dapat menghambat tercapainya sasaran bisnis proses tersebut.

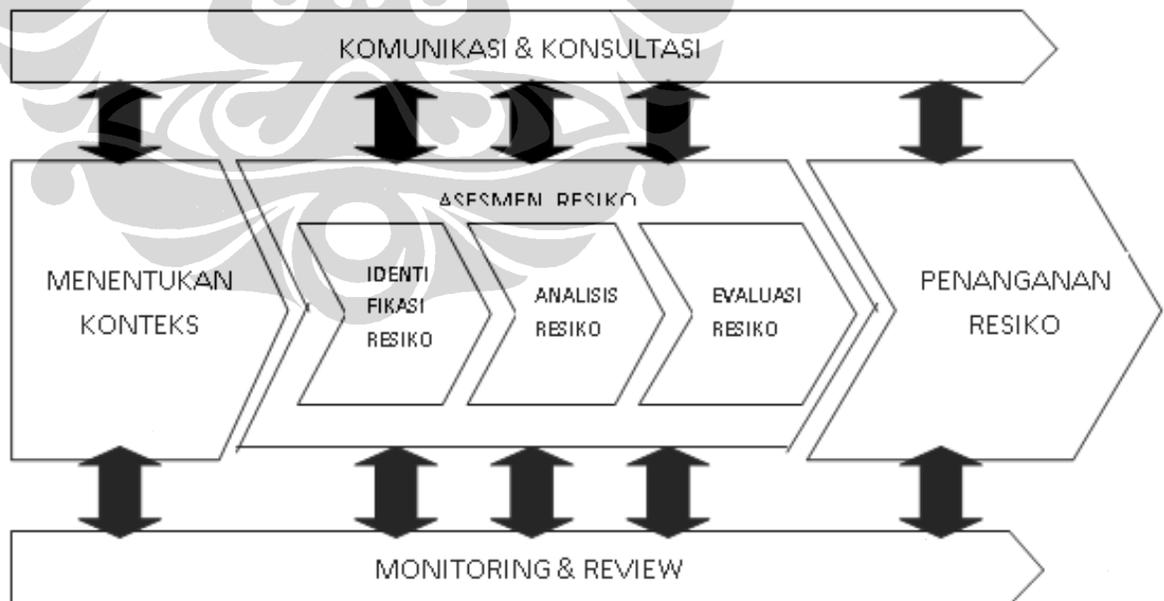
3. Pengendalian yang harus dilakukan agar resiko-resiko tersebut dapat dikurangi atau ditiadakan.

Manajemen resiko merupakan serangkaian aksi yang dilakukan untuk mengendalikan resiko (Muhlbauer, 2004). Proses manajemen resiko hendaknya merupakan bagian yang tak terpisahkan dari manajemen umum (Leo *et al.*, 2010). Proses manajemen resiko harus masuk dan dapat menjadi bagian dari budaya perusahaan, praktek terbaik dari perusahaan dan proses bisnis perusahaan.

Proses manajemen resiko meliputi 5 kegiatan, yaitu :

- a. Komunikasi dan konsultasi.
- b. Menentukan konteks.
- c. Asesmen resiko.
- d. Perlakuan resiko.
- e. Monitoring dan *review*.

Kegiatan-kegiatan yang tercakup dalam proses manajemen resiko dapat digambarkan pada gambar 2.2. di bawah ini.



**Gambar 2.2.** Proses Manajemen Resiko

Analisis resiko adalah upaya untuk memahami resiko secara mendalam, meliputi kegiatan-kegiatan yang menganalisis sumber resiko dan pemicu terjadinya resiko, dampak positif dan negatifnya serta kemungkinan terjadinya. Resiko dianalisis dengan menentukan dampak dan kemungkinan terjadinya. Hal tersebut dapat digambarkan pada persamaan :

$$R = p \times d \times b \quad (2.1)$$

dengan,

R = Resiko yang terjadi.

p = Probabilitas terjadinya faktor resiko

d = Dampak Resiko.

b = Bahaya (*Hazard*) yang ditimbulkan.

Kriteria bahaya (*hazard*) ditentukan berdasarkan kebijakan pimpinan perusahaan. Ada yang membedakan bahaya (*hazard*) hanya menjadi 3 kategori, yaitu besar, sedang dan kecil. Sedangkan yang lain, ada yang membedakan bahaya (*hazard*) menjadi 5 kategori, yaitu bencana, besar, sedang, kecil dan sangat kecil.

Kemungkinan kejadian sering dinyatakan dengan probabilitas. Akan tetapi untuk dapat menentukan tingkat probabilitas yang tepat merupakan proses yang tidak sederhana. Hal tersebut memerlukan proses statistik dan model matematika untuk mengetahui pola distribusinya.

Bila tidak ada atau sedikit sekali data yang tersedia, maka penentuan tingkat probabilitas dilakukan dengan :

#### 1. *Subjective Probability.*

Yaitu tingkat kemungkinan kejadian yang diberikan oleh seseorang yang ahli pada kasus terkait dan berdasarkan berbagai informasi dan pengalaman yang

dimilikinya tentang kondisi tersebut. Cara memperolehnya dilakukan melalui teknik *expert interview* dan hasilnya sering disebut dengan *expert judgement*.

## 2. *Uniform Distribution Probability.*

Yaitu anggapan bahwa semua kemungkinan kejadian mempunyai kesempatan yang sama. Contohnya pada sebuah dadu. Dadu mempunyai 6 muka, yang terdiri dari muka nomor 1, nomor 2, nomor 3, nomor 4, nomor 5 dan nomor 6. Kemungkinan muncul dari tiap nomor dalam setiap lemparan dadu adalah sama, yaitu 1 dibagi 6 sama dengan 0,167.

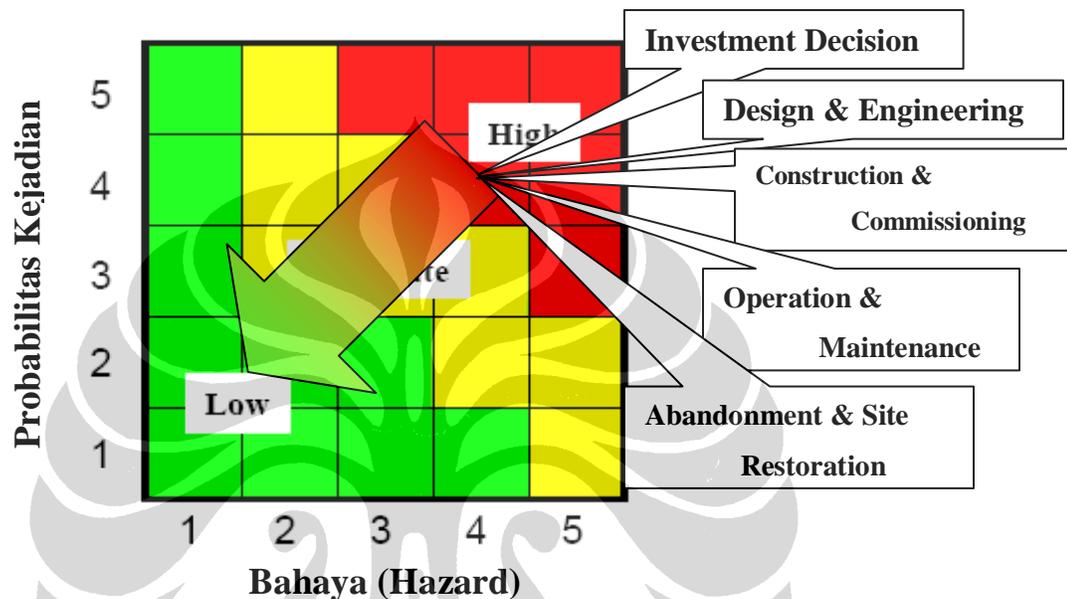
## 3. *Probability Matrix.*

Yaitu tabel yang memberikan uraian tentang kemungkinan kejadian dalam bentuk kualitatif dan kuantitatif, lengkap dengan sebutannya. Bila tersedia, juga data perkiraan kelompok jumlah frekuensi kejadian dalam jangka waktu tertentu, misalnya satu kali dalam 5 tahun. Tetapi, apabila terdapat data yang cukup banyak di masa lalu mengenai resiko-resiko yang telah terjadi, maka dapat dibuat model matematika dan pola distribusinya. Probabilitas dari suatu peristiwa akan ditentukan oleh jenis distribusi tersebut, seperti distribusi normal, distribusi Poisson, distribusi *Chi-square*, dan lain-lain.

Teknik-teknik analisis resiko dapat menyatakan resiko dalam kombinasi kedua elemennya, yaitu probabilitas kejadian dan bahaya (*hazard*). Hubungan antara kedua elemen ini bergantung pada banyak faktor lain yang kemudian menampilkan sifat dasar resiko dan bagaimana resiko tersebut dimaknai. Hasil analisis resiko menjadi masukan untuk proses evaluasi resiko, yang menentukan resiko-resiko mana yang memerlukan penanganan dan bagaimana prioritas penanganan atas resiko-resiko tersebut. Hasil evaluasi resiko akan menjadi masukan bagi proses penanganan resiko.

Keputusan dalam evaluasi resiko biasanya didasarkan pada peringkat resiko yang telah diperoleh dari hasil analisis resiko, tetapi dapat juga didasarkan atas nilai ambang yang ditetapkan sesuai dengan :

- Tingkat dampak yang telah ditentukan.
- Kemungkinan timbulnya suatu kejadian tertentu.
- Efek kumulatif dari beberapa kejadian.
- Rentang ketidakpastian terhadap tingkat-tingkat resiko pada suatu level kepercayaan.



**Gambar 2.3.** Risk Reduction

Penanganan resiko meliputi upaya-upaya untuk seleksi pilihan yang dapat mengurangi dampak serta kemungkinan terjadinya resiko. Pilihan penanganan resiko dapat berupa :

- Menghindari resiko, artinya membatalkan kegiatan yang menimbulkan kemungkinan terjadinya resiko tersebut.
- Mencari peluang yang tepat dengan membatalkan atau memulai suatu kegiatan yang mungkin menimbulkan atau menaikkan tingkat resiko.
- Menghilangkan sumber resiko.
- Mengubah sifat atau tingkat kemungkinan terjadinya resiko.
- Mengubah dampak resiko.
- Berbagi resiko dengan pihak lain.

- Memilih mempertahankan tingkat resiko yang ada.

Proses monitoring dan review harus menjadi bagian yang sudah direncanakan dalam proses manajemen resiko dan harus mencakup seluruh aspek dengan tujuan agar :

- Terdapat proses pembelajaran dan analisis dari setiap peristiwa, perubahan dan kecenderungan (*trends*) yang terjadi.
- Terdeteksi perubahan dalam lingkup internal maupun eksternal, termasuk perubahan resiko itu sendiri yang memerlukan perubahan atau revisi penanganan resiko atau bahkan perubahan prioritas resiko.
- Memastikan bahwa pengendalian resiko dan penanganan resiko masih tetap efektif, baik secara desain maupun pelaksanaannya.
- Mengidentifikasi terjadinya resiko-resiko yang baru.

Kemajuan dalam penerapan rencana perlakuan resiko dapat menjadi ukuran kinerja perusahaan dan dapat disatukan dengan keseluruhan pengukuran kinerja perusahaan. Hal ini merupakan bagian dari manajemen kinerja dan sistem pelaporan perusahaan.

#### **2.4. Perhitungan Keekonomian**

Pembangunan suatu proyek pada umumnya berkaitan dengan jumlah dana yang sangat besar sehingga perlu dilakukan analisis yang mendalam sebelum proyek tersebut berjalan. Salah satu sifat dasar investasi pada proyek adalah adanya ketidakpastian di waktu yang akan datang. Pengeluaran dana yang dilakukan saat ini baru akan didapatkan hasilnya di waktu yang akan datang. Dengan demikian, setiap pembangunan proyek memerlukan analisis untuk meyakinkan pengambil keputusan bahwa hasil yang akan diperoleh sepadan dengan resiko yang timbul.

Metoda yang biasa digunakan dalam pelaksanaan analisis proyek (Sullivan *et al.*, 2000) adalah :

a. *Net Present Value (NPV)*.

Perhitungan dengan metoda NPV dilakukan dengan melakukan diskon pada seluruh arus kas (kas investasi dan kas operasi) menjadi *Net Present Value*. Seluruh data proyeksi (*future value*) dibawa ke masa sekarang (*present value*) dengan tingkat diskon yang telah ditetapkan. Perhitungan arus kas tersebut dilakukan berdasarkan persamaan :

$$PV = \sum_{k=0}^n F_k \cdot (1+i)^{-k} = 0$$

(2.2)

dengan,

$PV$  = *Present Value*

$F_k$  = *Future Cashflow* pada tahun ke k

$N$  = Umur operasi proyek

$i$  = suku bunga, dalam %

Bila hasil perhitungan NPV suatu proyek menghasilkan nilai yang positif, berarti investasi yang dilakukan akan memberikan manfaat bagi perusahaan, maka proyek tersebut layak untuk diteruskan.

Tetapi bila hasil perhitungan NPV suatu proyek menghasilkan nilai yang negatif, berarti investasi yang dilakukan akan mengakibatkan kerugian bagi perusahaan, maka proyek tersebut tidak layak untuk diteruskan.

Jika hasil perhitungan  $NPV = 0$  berarti investasi yang dilakukan tidak mengakibatkan perusahaan menjadi untung ataupun rugi. Keputusan harus ditetapkan dengan menggunakan kriteria lain, misalnya dampak investasi terhadap *positioning* perusahaan.

b. *Internal Rate of Return (IRR)*.

Metoda IRR melakukan perhitungan pada berbagai tingkat diskon. Apabila tingkat diskon yang digunakan semakin besar, maka nilai NPV akan semakin kecil. Jika tingkat diskon ditambah terus, maka akan sampai pada kondisi  $NPV = 0$ . Pada saat itulah akan diketahui nilai *Internal Rate of Return (IRR)* dari proyek tersebut.

Jika perhitungan IRR suatu proyek mendapatkan hasil di atas *Minimum Acceptable Rate of Return (MARR)*, maka proyek tersebut layak untuk diteruskan. Tetapi jika hasil perhitungan IRR proyek yang didapatkan ternyata di bawah MARR, maka proyek tersebut tidak layak untuk diteruskan. *Minimum Acceptable Rate of Return (MARR)* adalah laju pengembalian minimum dari suatu investasi yang diharapkan oleh seorang investor.

Perhitungan Internal Rate of Return dilakukan pada kondisi  $NPV = 0$ . Hal tersebut dapat dilihat pada persamaan :

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1+i)^n} = 0$$

(2.3)

dengan,

$C_n$  = arus kas

$i$  = suku bunga (rate of return), dalam %

$n$  = periode waktu, dalam tahun

Sejauh digunakan untuk menghitung proyek yang sama, maka kesimpulan dari metoda IRR akan sama dengan hasil perhitungan metoda NPV.

c. *Payback Period.*

Metoda *Payback Period* melakukan perhitungan kecepatan waktu pengembalian dana yang diinvestasikan. Jumlah kas yang diinvestasikan di waktu awal akan dipertemukan dengan arus kas yang diperoleh dari kegiatan operasional. Hal tersebut dapat dilihat pada persamaan berikut :

$$\sum_{k=1}^n (R_k - E_k) - I \geq 0$$

(2.4)

dengan,

$R_k$  = Penerimaan bersih pada tahun ke k

$E_k$  = Pengeluaran bersih pada tahun ke k

I = Biaya Investasi yang telah dikeluarkan

k = indeks untuk tiap perioda waktu, dimana  $0 \leq k \leq n$

n = masa beroperasi proyek

Jika perhitungan *Payback Period* suatu proyek mendapatkan waktu pengembalian yang jauh lebih singkat dari umur ekonomis proyek, maka proyek tersebut layak untuk diteruskan. Tetapi jika hasil perhitungan *Payback Period* proyek ternyata melebihi umur ekonomis proyek, maka proyek tersebut tidak layak untuk diteruskan.

## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 Tinjauan Umum

Setiap keputusan yang diambil terkait dengan investasi akan mempunyai resiko yang harus dihadapi oleh manajemen perusahaan. Resiko tersebut merupakan hal yang tidak mudah untuk diperkirakan akan terjadi atau akan dihadapi di masa yang akan datang. Semakin besar tingkat ketidakpastian dalam suatu investasi, maka resiko yang akan dihadapi akan semakin besar pula.

Menurut Vaughan (1992) istilah resiko (*risk*) didefinisikan sebagai kemungkinan kejadian atau keadaan yang dapat mengancam pencapaian tujuan dan sasaran organisasi. Sementara definisi yang lain dinyatakan oleh Ringdahl (2001), bahwa resiko merupakan kombinasi dari frekuensi atau probabilitas kejadian dan akibat yang timbul dari kejadian bahaya tertentu. Dari definisi-definisi tersebut, resiko merupakan nilai perkalian dari probabilitas, dampak dan bahaya (*hazard*) yang terkandung di dalam setiap aktifitas yang dilakukan, yang dapat dinyatakan dengan persamaan :

$$R = \frac{\sum_{i=1}^k g_i \left\{ \sum_{i=1}^k f_i \cdot \left( \frac{\sum_{i=1}^m x_i p_i \cdot \sum_{i=1}^n y_i d_i \cdot \sum_{i=1}^o z_i b_i}{\sum_{i=1}^m x_i \cdot \sum_{i=1}^n y_i \cdot \sum_{i=1}^o z_i} \right) \right\}}{\sum_{i=1}^k g_i} \quad (3.1)$$

dengan,

R = Tingkat Resiko Investasi

p = Tingkat Probabilitas Terjadinya Resiko

d = Tingkat Dampak Resiko

b = Tingkat Bahaya (*Hazard*) Yang Ditimbulkan

Probabilitas Terjadinya Resiko adalah frekuensi kejadian atau keadaan yang berpotensi mengancam pencapaian tujuan dan sasaran perusahaan. Nilai dari probabilitas bersifat terukur karena didapatkan dari peristiwa yang telah terjadi di masa lalu.

Dampak Resiko merupakan kemungkinan keberhasilan terjadinya sebuah faktor resiko tertentu terhadap operasi perusahaan, dan dinyatakan sebagai persentase kemungkinan kejadian. Sedangkan Bahaya (*Hazard*) adalah akibat yang dialami dan harus ditanggung oleh perusahaan sehubungan dengan terjadinya suatu faktor resiko. Untuk mengurangi atau bahkan untuk menghilangkan resiko-resiko yang berpotensi dapat terjadi, maka perlu dilakukan Kajian Investasi. Kajian Investasi dilakukan berdasarkan :

- a. Aspek *Safety*
- b. Aspek Finansial
- c. Aspek Lingkungan
- d. Aspek Reputasi

Adapun langkah-langkah yang dilakukan dalam kajian investasi Fasilitas Gas adalah sebagai berikut :

1. Mengumpulkan data-data fisik, kimia, lokasi dan ekonomi dari struktur gas yang ada.
2. Melakukan analisa probabilitas, dampak resiko dan bahaya (*hazard*) yang timbul.
3. Melakukan perhitungan tingkat resiko dari usulan investasi.

4. Menentukan Zona Resiko dari usulan investasi.
5. Berdasarkan data yang didapat, kemudian ditentukan model Fasilitas Gas yang akan dibangun.
6. Melakukan perhitungan estimasi biaya investasi dan operasi.
7. Jika usulan investasi yang diajukan mempunyai potensi resiko yang berada dalam *Intolerable Zone*, maka usulan investasi tersebut ditolak. Tetapi jika usulan investasi yang diajukan mempunyai potensi resiko yang berada dalam *Acceptable Zone*, maka usulan investasi tersebut diterima.
8. Tetapi jika usulan investasi yang diajukan mempunyai potensi resiko yang berada dalam *ALARP Zone*, maka perlu dilakukan perencanaan upaya-upaya mitigasi sehingga potensi resiko dari usulan investasi tersebut dapat diturunkan hingga berada pada *Acceptable Zone*.
9. Melakukan perhitungan kebutuhan biaya untuk pelaksanaan mitigasi resiko.
10. Melakukan perbandingan tingkat resiko dan kebutuhan biaya antara usulan investasi sebelum dan sesudah mitigasi.

### **3.2. Kriteria Kajian Investasi.**

Kriteria yang digunakan pada kajian investasi Fasilitas Gas adalah pendekatan berdasarkan kriteria perkiraan sumber daya migas pada *Society of Petroleum Engineers – Petroleum Resources Management System* (SPE – PRMS) yang disahkan pada bulan Maret 2007, kriteria resiko pada *International Project Risk Assessment* (IPRA) dan Pedoman Klasifikasi, Perkiraan dan Pelaporan Sumber Daya Minyak dan Gas Bumi Pertamina.

#### **3.2.1. Tingkat Probabilitas**

Tingkat probabilitas terjadinya resiko pada investasi Fasilitas Gas dianalisa berdasarkan metoda TECOP (James, 2009), yaitu *Technical, Economical, Commercial, Organizational dan Political*, dengan menggunakan penjumlahan dari faktor masing-masing resiko dengan kisaran nilai dari 1 hingga 5.

### 3.2.1.1. Aspek Teknis.

Parameter yang digunakan untuk penilaian probabilitas resiko teknis meliputi penilaian pada aspek teknis subsurface dan surface. Parameter pada aspek teknis subsurface meliputi Cadangan Gas Awal / *Original Gas In Place* (OGIP), Cadangan Terambil Maksimum / *Estimated Ultimate Reservoir* (EUR), Cadangan Sisa / *Remaining Reserve* dan Laju Pengurasan / *Withdrawal Rate*. Sedangkan parameter pada aspek teknis *surface* meliputi Teknologi, Pemeliharaan dan Keandalan.

**Tabel 3.1.** Probabilitas Resiko berdasarkan Cadangan Gas Awal / *OGIP*.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Cadangan Gas Awal > 50 TCF	1
2	Cadangan Gas Awal > 15 TCF dan $\leq$ 50 TCF	2
3	Cadangan Gas Awal > 7,5 TCF dan $\leq$ 15 TCF	3
4	Cadangan Gas Awal > 3 TCF dan $\leq$ 7,5 TCF	4
5	Cadangan Gas Awal $\leq$ 3 TCF	5

**Tabel 3.2.** Probabilitas Resiko berdasarkan Cadangan Terambil Maksimum / (*EUR*).

NO	KRITERIA	NILAI
1	Cadangan Terambil Maksimum / <i>EUR</i> > 30 TCF	1
2	Cadangan Terambil Maksimum / <i>EUR</i> > 10 TCF dan $\leq$ 30 TCF	2
3	Cadangan Terambil Maksimum / <i>EUR</i> > 5 TCF dan $\leq$ 10 TCF	3
4	Cadangan Terambil Maksimum / <i>EUR</i> > 2 TCF dan $\leq$ 5 TCF	4
5	Cadangan Terambil Maksimum / <i>EUR</i> $\leq$ 2 TCF	5

**Tabel 3.3.** Probabilitas Resiko berdasarkan Cadangan Sisa.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Sisa volume gas dalam reservoir yang dapat diproduksi $> 25$ TCF	1
2	Sisa volume gas dalam reservoir yang dapat diproduksi $> 8$ TCF dan $\leq 25$ TCF	2
3	Sisa volume gas dalam reservoir yang dapat diproduksi $> 4$ TCF dan $\leq 8$ TCF	3
4	Sisa volume gas dalam reservoir yang dapat diproduksi $> 1,5$ TCF dan $\leq 4$ TCF	4
5	Sisa volume gas dalam reservoir yang dapat diproduksi $\leq 1,5$ TCF	5

**Tabel 3.4.** Probabilitas Resiko berdasarkan Laju Pengurasan.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Besaran Laju Pengurasan (Kumulatif Produksi dibanding Reserve) $> 18\%$	1
2	Besaran Laju Pengurasan (Kumulatif Produksi dibanding Reserve) $> 12\%$ dan $\leq 18\%$	2
3	Besaran Laju Pengurasan (Kumulatif Produksi dibanding Reserve) $> 6\%$ dan $\leq 12\%$	3
4	Besaran Laju Pengurasan (Kumulatif Produksi dibanding Reserve) $> 3\%$ dan $\leq 6\%$	4
5	Besaran Laju Pengurasan (Kumulatif Produksi dibanding Reserve) $\leq 3\%$	5

**Tabel 3.5.** Probabilitas Resiko berdasarkan Teknologi.

<b>NO</b>	<b>KRITERIA</b>	<b>NILAI</b>
1	Penggunaan Teknologi Baru Internasional untuk kegiatan produksi gas	1
2	Penggunaan Teknologi Baru Regional untuk kegiatan produksi gas	2
3	Penggunaan Teknologi Baru di Indonesia untuk kegiatan produksi gas	3
4	Penggunaan Teknologi Konvensional untuk kegiatan produksi gas	4
5	Penggunaan Teknologi Out of Date untuk kegiatan produksi gas	5

**Tabel 3.6.** Probabilitas Resiko berdasarkan Pemeliharaan.

<b>NO</b>	<b>KRITERIA</b>	<b>NILAI</b>
1	Penerapan Sistem Pemeliharaan Terpadu	1
2	Penerapan Sistem Pemeliharaan Prediktif	2
3	Penerapan Sistem Pemeliharaan Preventif	3
4	Penerapan Sistem Pemeliharaan Breakdown	4
5	Penerapan Sistem Pemeliharaan Tidak Terstruktur	5

**Tabel 3.7.** Probabilitas Resiko berdasarkan Kehandalan.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Tingkat Keandalan Operasi Peralatan > 95% / bulan	1
2	Tingkat Keandalan Operasi Peralatan > 90% / bulan dan $\leq$ 95% / bulan	2
3	Tingkat Keandalan Operasi Peralatan > 85% / bulan dan $\leq$ 90% / bulan	3
4	Tingkat Keandalan Operasi Peralatan > 80% / bulan dan $\leq$ 85% / bulan	4
5	Tingkat Keandalan Operasi Peralatan $\leq$ 80% / bulan	5

### 3.2.1.2. Aspek Ekonomis.

Parameter yang digunakan untuk penilaian probabilitas resiko pada aspek ekonomis meliputi Harga Gas dan Biaya Produksi.

**Tabel 3.8.** Probabilitas Resiko berdasarkan Harga Gas.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Harga Jual Gas > US\$ 16/MMBTU	1
2	Harga Jual Gas > US\$ 12/MMBTU dan $\leq$ US\$ 16/MMBTU	2
3	Harga Jual Gas > US\$ 8/MMBTU dan $\leq$ US\$ 12/MMBTU	3
4	Harga Jual Gas > US\$ 4/MMBTU dan $\leq$ US\$ 8/MMBTU	4
5	Harga Jual Gas $\leq$ US\$ 4/MMBTU	5

**Tabel 3.9.** Probabilitas Resiko berdasarkan Biaya Produksi.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Realisasi Biaya Produksi Gas $\leq$ US\$ 1.0/MMBTU	1
2	Realisasi Biaya Produksi Gas $>$ US\$ 1.0/MMBTU dan $\leq$ US\$ 2.0/MMBTU	2
3	Realisasi Biaya Produksi Gas $>$ US\$ 2.0/MMBTU dan $\leq$ US\$ 3.0/MMBTU	3
4	Realisasi Biaya Produksi Gas $>$ US\$ 3.0/MMBTU dan $\leq$ US\$ 4.0/MMBTU	4
5	Realisasi Biaya Produksi Gas $>$ US\$ 4.0/MMBTU	5

## 3.2.1.3. Aspek Komersial.

Parameter yang digunakan untuk penilaian probabilitas resiko komersial meliputi penilaian pada aspek Daya Serap Pasar, Lokasi Konsumen dan Nilai Kalor Gas / *Gas Heating Value* (GHV).

**Tabel 3.10.** Probabilitas Resiko berdasarkan Daya Serap Pasar.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Daya Serap Pasar Terhadap Produksi Gas $>$ 100%	1
2	Daya Serap Pasar Terhadap Produksi Gas $>$ 95% dan $\leq$ 100%	2
3	Daya Serap Pasar Terhadap Produksi Gas $>$ 90% dan $\leq$ 95%	3
4	Daya Serap Pasar Terhadap Produksi Gas $>$ 80% dan $\leq$ 90%	4
5	Daya Serap Pasar Terhadap Produksi Gas $\leq$ 80%	5

**Tabel 3.11.** Probabilitas Resiko berdasarkan Lokasi Konsumen.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Jarak Lokasi Produsen dan Konsumen $\leq$ 1 km	1
2	Jarak Lokasi Produsen dan Konsumen $>$ 1 km dan $\leq$ 20 km	2
3	Jarak Lokasi Produsen dan Konsumen $>$ 20 km dan $\leq$ 50 km	3
4	Jarak Lokasi Produsen dan Konsumen $>$ 50 km dan $\leq$ 100 km	4
5	Jarak Lokasi Produsen dan Konsumen $>$ 100 km	5

**Tabel 3.12.** Probabilitas Resiko berdasarkan Nilai Kalor / *GHV*.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Tingkat Nilai kalor Yang Diproduksikan $>$ 1.200 MBTU / MSCF	1
2	Tingkat Nilai kalor Yang Diproduksikan $>$ 1.100 MBTU / MSCF dan $\leq$ 1.200 MBTU / MSCF	2
3	Tingkat Nilai kalor Yang Diproduksikan $>$ 1.000 MBTU / MSCF dan $\leq$ 1.100 MBTU / MSCF	3
4	Tingkat Nilai kalor Yang Diproduksikan = 1.000 MBTU / MSCF	4
5	Tingkat Nilai kalor Yang Diproduksikan $\leq$ 1.000 MBTU / MSCF	5

#### 3.2.1.4. Aspek Organisasi.

Parameter yang digunakan untuk penilaian probabilitas resiko organisasi meliputi penilaian pada aspek Sisa Perioda Kontrak dan Wilayah Kerja.

**Tabel 3.13.** Probabilitas Resiko berdasarkan Sisa Perioda Kontrak.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Sisa Perioda Kontrak Pengelolaan Lahan > 20 tahun	1
2	Sisa Perioda Kontrak Pengelolaan Lahan > 15 tahun dan $\leq$ 20 tahun	2
3	Sisa Perioda Kontrak Pengelolaan Lahan > 10 tahun dan $\leq$ 15 tahun	3
4	Sisa Perioda Kontrak Pengelolaan Lahan > 5 tahun dan $\leq$ 10 tahun	4
5	Sisa Perioda Kontrak Pengelolaan Lahan $\leq$ 5 tahun	5

**Tabel 3.14.** Probabilitas Resiko berdasarkan Wilayah Kerja.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Tidak Ada Permasalahan Pemanfaatan Lahan yang timbul terkait dengan Wilayah Kerja yang tumpang tindih	1
2	Permasalahan Pemanfaatan Lahan yang timbul terkait dengan Wilayah Kerja yang tumpang tindih sebanyak 1 Wilayah Kerja	2
3	Permasalahan Pemanfaatan Lahan yang timbul terkait dengan Wilayah Kerja yang tumpang tindih sebanyak 2 Wilayah Kerja	3
4	Permasalahan Pemanfaatan Lahan yang timbul terkait dengan Wilayah Kerja yang tumpang tindih sebanyak 3 Wilayah Kerja	4
5	Permasalahan Pemanfaatan Lahan yang timbul terkait dengan Wilayah Kerja yang tumpang tindih > 3 Wilayah Kerja	5

### 3.2.1.5. Aspek Politik.

Parameter yang digunakan untuk penilaian probabilitas resiko pada aspek politik meliputi Stabilitas Politik dan Lingkungan Sosial.

**Tabel 3.15.** Probabilitas Resiko berdasarkan Stabilitas Politik.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Stabilitas Politik dan Pemerintahan dalam waktu > 12 tahun	1
2	Stabilitas Politik dan Pemerintahan dalam waktu > 9 tahun dan $\leq$ 12 tahun	2
3	Stabilitas Politik dan Pemerintahan dalam waktu > 6 tahun dan $\leq$ 9 tahun	3
4	Stabilitas Politik dan Pemerintahan dalam waktu > 3 tahun dan $\leq$ 6 tahun	4
5	Stabilitas Politik dan Pemerintahan dalam waktu $\leq$ 3 tahun	5

**Tabel 3.16.** Probabilitas Resiko berdasarkan Lingkungan Sosial.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Permasalahan Sosial dan Keamanan yang timbul sehubungan dengan rencana pembangunan proyek $\leq$ 5 Kejadian	1
2	Permasalahan Sosial dan Keamanan yang timbul sehubungan dengan rencana pembangunan proyek > 5 Kejadian dan $\leq$ 10 Kejadian	2
3	Permasalahan Sosial dan Keamanan yang timbul sehubungan dengan rencana pembangunan proyek > 10 Kejadian dan $\leq$ 15 Kejadian	3
4	Permasalahan Sosial dan Keamanan yang timbul sehubungan dengan rencana pembangunan proyek > 15 Kejadian dan $\leq$ 20 Kejadian	4
5	Permasalahan Sosial dan Keamanan yang timbul sehubungan dengan rencana pembangunan proyek > 20 Kejadian	5

### 3.2.2. Tingkat Dampak Resiko.

Tingkat Dampak Resiko merupakan kemungkinan keberhasilan terjadi sebuah faktor resiko tertentu terhadap operasi perusahaan, dan dinyatakan sebagai persentase kemungkinan kejadian, seperti yang terlihat pada tabel 3.17. di bawah ini.

**Tabel 3.17.** Tingkat Dampak Resiko

NO	KRITERIA DAMPAK	DESKRIPSI	TINGKAT DAMPAK	FREKUENSI / TAHUN
1	Insignificant	Tidak Berpengaruh	$\leq 0.2$	1 – 5 kejadian
2	Minor	Kecil	$> 0.2 \ \& \ \leq 0.4$	6 – 10 kejadian
3	Moderate	Sedang	$> 0.4 \ \& \ \leq 0.6$	11 – 20 kejadian
4	Major	Besar	$> 0.6 \ \& \ \leq 0.8$	21 – 50 kejadian
5	Catastrophic	Sangat Besar	$> 0.8$	> 50 kejadian

### 3.2.3. Tingkat Bahaya (*Hazard*)

Pengukuran Tingkat Bahaya (*Hazard*) yang timbul karena terjadinya salah satu faktor resiko dilakukan berdasarkan aspek safety, finansial, lingkungan dan reputasi. Pengukuran Bahaya (*Hazard*) Safety dilakukan berdasarkan potensi bahaya yang akan terjadi. Sedangkan pengukuran Bahaya (*Hazard*) Finansial dilakukan berdasarkan potensi kerugian finansial yang akan dialami oleh perusahaan. Sementara itu pengukuran Bahaya (*Hazard*) Lingkungan dilakukan berdasarkan potensi kerugian lingkungan yang akan terjadi. Dan pengukuran Bahaya (*Hazard*) Reputasi dilakukan berdasarkan dampak citra dan profesionalisme yang diterima perusahaan.

### 3.2.3.1. Aspek Keselamatan.

Parameter yang digunakan untuk penilaian tingkat bahaya (*hazard*) aspek keselamatan meliputi Daerah Bahaya dan Kecelakaan Kerja.

**Tabel 3.18.** Tingkat Bahaya (*Hazard*) berdasarkan Daerah Bahaya.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Daerah yang tidak mengandung gas berbahaya	1
2	Daerah yang mengandung gas berbahaya pada kondisi darurat	2
3	Daerah yang mungkin mengandung gas berbahaya pada kondisi normal	3
4	Daerah yang selalu mengandung gas berbahaya dengan kadar hidrokarbon sampai dengan 10%	4
5	Daerah yang selalu mengandung gas berbahaya dengan kadar hidrokarbon lebih dari 10%	5

**Tabel 3.19.** Tingkat Bahaya (*Hazard*) berdasarkan Kecelakaan Kerja.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Kejadian Hampir Celaka (Nearmiss)	1
2	Kecelakaan Kerja Ringan (First Aid)	2
3	Kecelakaan Kerja Sedang (Medical Treatment)	3
4	Kecelakaan Kerja Berat (Serious Injury / Invalid)	4
5	Kecelakaan Kerja Fatal (Fatality)	5

### 3.2.3.2. Aspek Keuangan

Parameter yang digunakan untuk penilaian tingkat bahaya (*hazard*) aspek keuangan meliputi Kerugian Aset dan Kerugian Produksi.

**Tabel 3.20.** Tingkat Bahaya berdasarkan Kerugian Aset.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Aset dapat diperbaiki secara cepat dengan biaya perbaikan $\leq$ Rp 50 Juta	1
2	Aset dapat diperbaiki secara cepat dengan biaya perbaikan $>$ Rp 50 Juta dan $\leq$ Rp 500 Juta	2
3	Aset diperbaiki dalam waktu pendek dengan biaya perbaikan $>$ Rp 500 Juta dan $\leq$ Rp 5 Milyar	3
4	Aset diperbaiki dalam waktu lama dengan biaya perbaikan $>$ Rp 5 Milyar dan $\leq$ Rp 50 Milyar	4
5	Aset dapat diperbaiki dalam waktu yang sangat lama dengan biaya perbaikan $>$ Rp 50 Milyar	5

**Tabel 3.21.** Tingkat Bahaya berdasarkan Kerugian Produksi.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Potensi kerugian produksi yang terjadi $\leq$ Rp 5 Milyar	1
2	Potensi kerugian produksi yang terjadi $>$ Rp 5 Milyar dan $\leq$ Rp 50 Milyar	2
3	Potensi kerugian produksi yang terjadi $>$ Rp 50 Milyar dan $\leq$ Rp 500 Milyar	3
4	Potensi kerugian produksi yang terjadi $>$ Rp 500 Milyar dan $\leq$ Rp 5 Trilyun	4
5	Potensi kerugian produksi yang terjadi $>$ Rp 5 Trilyun	5

### 3.2.3.3. Aspek Lingkungan.

Parameter yang digunakan untuk penilaian tingkat bahaya (*hazard*) aspek lingkungan meliputi Jenis Limbah dan Penanganan Limbah.

**Tabel 3.22.** Tingkat Bahaya berdasarkan Jenis Limbah.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Fluida yang tidak berbahaya (air)	1
2	Sweet Natural Gas	2
3	Sour Natural Gas atau Gas Yang Mudah Terbakar	3
4	Cairan Beracun atau Cairan Yang Mudah Terbakar	4
5	Minyak Mentah dan fraksi beratnya	5

**Tabel 3.23.** Tingkat Bahaya berdasarkan Penanganan Limbah.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Penanganan Limbah dengan Program Hijau	1
2	Penanganan Limbah dengan Metoda Bioremediasi	2
3	Penanganan Limbah dengan Rehabilitasi Lahan	3
4	Penanganan Limbah dengan Metoda Isolasi dan Relokasi Limbah	4
5	Penanganan Limbah dengan Metoda Isolasi Lokasi Limbah	5

#### 3.2.3.4. Aspek Reputasi.

Penilaian tingkat bahaya (*hazard*) aspek reputasi dilakukan berdasarkan dampak terjadinya suatu faktor resiko terhadap Citra dan Profesionalisme Perusahaan.

**Tabel 3.24.** Tingkat Bahaya berdasarkan Citra Perusahaan.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Resiko yang terjadi berada dalam cakupan wilayah lokal	1
2	Resiko yang terjadi berada dalam cakupan wilayah kabupaten / kotamadya	2
3	Resiko yang terjadi berada dalam cakupan wilayah provinsi	3
4	Resiko yang terjadi berada dalam cakupan wilayah nasional	4
5	Resiko yang terjadi berada dalam cakupan wilayah internasional	5

**Tabel 3.25.** Tingkat Bahaya berdasarkan Profesionalisme Perusahaan.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Kategori 5 perusahaan terbaik dunia	1
2	Kategori perusahaan kelas dunia	2
3	Kategori perusahaan kelas regional	3
4	Kategori perusahaan nasional	4
5	Kategori perusahaan lokal	5

Berdasarkan Pedoman Analisis Kerugian Ekonomis Akibat Insiden dan Pedoman Penanganan Ganti Rugi Akibat Pencemaran Migas PT Pertamina EP, kriteria tingkat bahaya (*hazard*) resiko dibedakan bobotnya sebagai berikut :

1. Aspek Safety, mempunyai nilai 3.
2. Aspek Finansial, mempunyai nilai 2.
3. Aspek Lingkungan, mempunyai nilai 1.
4. Aspek Reputasi, mempunyai nilai 1.

### 3.2.4. Penentuan Level Resiko

Dari data-data tingkat probabilitas, tingkat dampak resiko dan tingkat bahaya (*hazard*) di atas, maka penentuan level resiko dilakukan dengan perhitungan sebagai berikut :

#### 3.2.4.1. Resiko Teknis.

Dari ketujuh faktor resiko teknis tersebut di atas, masing-masing faktor resiko diukur tingkat probabilitas, tingkat dampak resiko dan tingkat bahaya (*hazard*) yang timbul berdasarkan hasil diskusi yang sangat intens dengan Risk Owner sehingga nilai resiko untuk masing-masing faktor resiko dapat dituangkan dalam persamaan berikut :

$$R_T = (((p_{T1} \cdot d_{T1}) + (p_{T2} \cdot d_{T2}) + \dots + (p_{T7} \cdot d_{T7})) / 7) \cdot ((b_{T1} + b_{T2} + \dots + b_{T7}) / 7) \quad (3.2)$$

dengan :

$R_T$  = Resiko Teknis.

$p_{T1}$  = Probabilitas Terjadinya Faktor OGIP

$p_{T2}$  = Probabilitas Terjadinya Faktor EUR

$p_{T3}$  = Probabilitas Terjadinya Faktor Remaining Reserve

$p_{T4}$  = Probabilitas Terjadinya Faktor Withdrawal Rate

$p_{T5}$  = Probabilitas Terjadinya Faktor Teknologi

$p_{T6}$  = Probabilitas Terjadinya Faktor Maintenance

$p_{T7}$  = Probabilitas Terjadinya Faktor Reliability

dan

$d_{T1}$  = Dampak Resiko Faktor OGIP

$d_{T2}$  = Dampak Resiko Faktor EUR

$d_{T3}$  = Dampak Resiko Faktor Remaining Reserve

$d_{T4}$  = Dampak Resiko Faktor Withdrawal Rate

$d_{T5}$  = Dampak Resiko Faktor Teknologi

$d_{T6}$  = Dampak Resiko Faktor Maintenance

$d_{T7}$  = Dampak Resiko Faktor Reliability

serta

$b_{T1}$  = Bahaya (*Hazard*) Yang Ditimbulkan Faktor OGIP

$b_{T2}$  = Bahaya (*Hazard*) Yang Ditimbulkan Faktor EUR

$b_{T3}$  = Bahaya (*Hazard*) Yang Ditimbulkan Faktor Remaining Reserve

$b_{T4}$  = Bahaya (*Hazard*) Yang Ditimbulkan Faktor Withdrawal Rate

$b_{T5}$  = Bahaya (*Hazard*) Yang Ditimbulkan Faktor Teknologi

$b_{T6}$  = Bahaya (*Hazard*) Yang Ditimbulkan Faktor Maintenance

$b_{T7}$  = Bahaya (*Hazard*) Yang Ditimbulkan Faktor Reliability

#### 3.2.4.2. Resiko Ekonomis.

Dari kedua faktor resiko ekonomi tersebut di atas, masing-masing faktor resiko diukur tingkat probabilitas, tingkat dampak resiko dan tingkat bahaya (*hazard*) yang timbul berdasarkan hasil diskusi yang sangat intens dengan Risk Owner sehingga nilai resiko untuk masing-masing faktor resiko dapat dituangkan dalam persamaan berikut :

$$R_E = (((p_{E1} \cdot d_{E1}) + (p_{E2} \cdot d_{E2})) / 2) \cdot ((b_{E1} + b_{E2}) / 2) \quad (3.3)$$

dengan :

$R_E$  = Resiko Ekonomis.

$p_{E1}$  = Probabilitas Faktor Gas Price

$p_{E2}$  = Probabilitas Faktor Production Cost

dan

$d_{E1}$  = Dampak Resiko Faktor Gas Price

$d_{E2}$  = Dampak Resiko Faktor Production Cost

serta

$b_{E1}$  = Bahaya (*Hazard*) Yang Ditimbulkan Faktor Gas Price

$b_{E2}$  = Bahaya (*Hazard*) Yang Ditimbulkan Faktor Production Cost

### 3.2.4.3. Resiko Komersial.

Dari ketiga faktor resiko komersial tersebut di atas, masing-masing faktor resiko diukur tingkat probabilitas, tingkat dampak resiko dan tingkat bahaya (*hazard*) yang timbul berdasarkan hasil diskusi yang sangat intens dengan Risk Owner sehingga nilai resiko untuk masing-masing faktor resiko dapat dituangkan dalam persamaan berikut :

$$R_K = (((p_{K1} \cdot d_{K1}) + (p_{K2} \cdot d_{K2}) + (p_{K3} \cdot d_{K3})) / 3) \cdot ((b_{K1} + b_{K2} + b_{K3}) / 3) \quad (3.4)$$

dengan:

$R_K$  = Resiko Komersial.

$p_{K1}$  = Probabilitas Faktor Daya Serap Pasar

$p_{K2}$  = Probabilitas Faktor Lokasi Buyer

$p_{K3}$  = Probabilitas Faktor Gas Heating Value

dan

$d_{K1}$  = Dampak Resiko Faktor Daya Serap Pasar

$d_{K2}$  = Dampak Resiko Faktor Lokasi Buyer

$d_{K3}$  = Dampak Resiko Faktor Gas Heating Value

serta

$b_{K1}$  = Bahaya (*Hazard*) Yang Ditimbulkan Faktor Daya Serap Pasar

$b_{K2}$  = Bahaya (*Hazard*) Yang Ditimbulkan Faktor Lokasi Buyer

$b_{K3}$  = Bahaya (*Hazard*) Yang Ditimbulkan Faktor Gas Heating Value

#### 3.2.4.4. Resiko Organisasi.

Dari kedua faktor resiko organisasi tersebut di atas, masing-masing faktor resiko diukur tingkat probabilitas, tingkat dampak resiko dan tingkat konsekuensi yang timbul berdasarkan hasil diskusi yang sangat intens dengan Risk Owner sehingga nilai resiko untuk masing-masing faktor resiko dapat dituangkan dalam persamaan berikut :

$$R_O = (((p_{O1} \cdot d_{O1}) + (p_{O2} \cdot d_{O2})) / 2) \cdot ((b_{O1} + b_{O2}) / 2) \quad (3.4)$$

dengan :

$R_O$  = Resiko Organisasi.

$p_{O1}$  = Probabilitas Faktor Sisa Periode Kontrak

$p_{O2}$  = Probabilitas Faktor Wilayah Kerja

dan

$d_{O1}$  = Dampak Resiko Faktor Sisa Periode Kontrak

$d_{O2}$  = Dampak Resiko Faktor Wilayah Kerja

serta

$b_{O1}$  = Bahaya (*Hazard*) Yang Ditimbulkan Faktor Sisa Periode Kontrak

$b_{O2}$  = Bahaya (*Hazard*) Yang Ditimbulkan Faktor Wilayah Kerja

#### 3.2.4.5. Resiko Politik.

Dari kedua faktor resiko teknis tersebut di atas, masing-masing faktor resiko diukur tingkat probabilitas, tingkat dampak resiko dan tingkat bahaya (*hazard*) yang timbul berdasarkan hasil diskusi yang sangat intens dengan Risk Owner sehingga nilai resiko untuk masing-masing faktor resiko dapat dituangkan dalam persamaan berikut :

$$R_P = (((p_{P1} \cdot d_{P1}) + (p_{P2} \cdot d_{P2})) / 2) \cdot ((b_{P1} + b_{P2}) / 2) \quad (3.6)$$

dengan:

$R_P$  = Resiko Politik.

$p_{P1}$  = Probabilitas Faktor Stabilitas Politik

$p_{P2}$  = Probabilitas Faktor Lingkungan Sosial

dan

$d_{P1}$  = Dampak Resiko Faktor Stabilitas Politik

$d_{P2}$  = Dampak Resiko Faktor Lingkungan Sosial

serta

$b_{P1}$  = Bahaya (*Hazard*) Yang Ditimbulkan Faktor Stabilitas Politik

$b_{P2}$  = Bahaya (*Hazard*) Yang Ditimbulkan Faktor Lingkungan Sosial

Dari hasil perhitungan resiko dari masing-masing faktor, maka dapatlah dilakukan perhitungan tingkat resiko dari rencana investasi Fasilitas Gas, dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$R = R_T + R_E + R_C + R_O + R_P = \left( \frac{((p_{T1} \cdot d_{T1}) + (p_{T2} \cdot d_{T2}) + \dots + (p_{T7} \cdot d_{T7}) + (p_{E1} \cdot d_{E1}) + (p_{E2} \cdot d_{E2}) + (p_{K1} \cdot d_{K1}) + (p_{K2} \cdot d_{K2}) + (p_{K3} \cdot d_{K3}) + (p_{O1} \cdot d_{O1}) + (p_{O2} \cdot d_{O2}) + (p_{P1} \cdot d_{P1}) + (p_{P2} \cdot d_{P2}))}{16} \right) \times \left( \frac{(b_{T1} + b_{T2} + \dots + b_{T7}) + (b_{E1} + b_{E2}) + (b_{K1} + b_{K2} + b_{K3}) + (b_{O1} + b_{O2}) + (b_{P1} + b_{P2})}{16} \right) \quad (3.7)$$

dengan :

R = Resiko Investasi

$R_T$  = Technical Risk

$R_E$  = Economical Risk

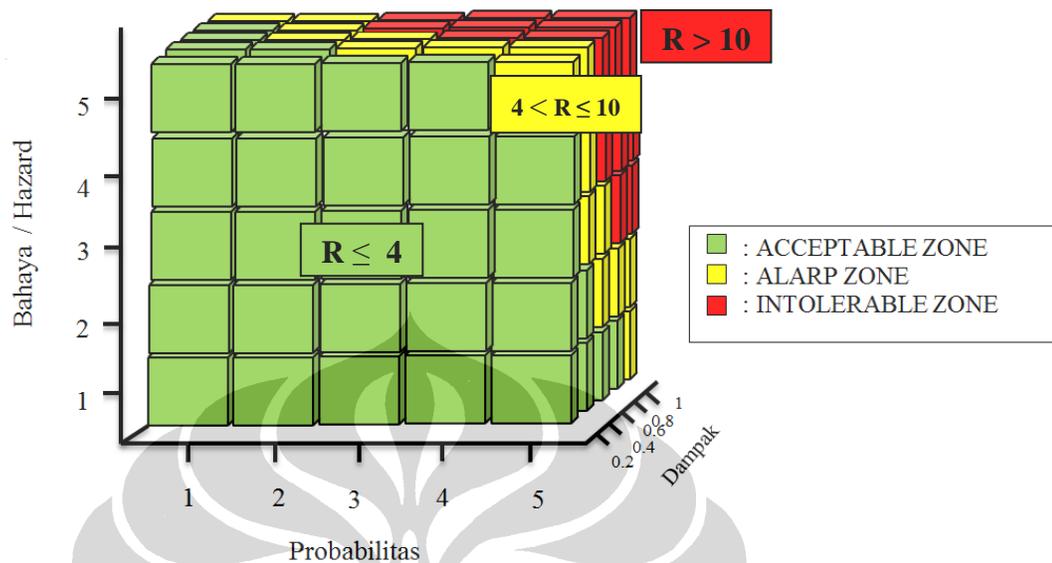
$R_C$  = Commercial Risk

$R_O$  = Organizational Risk

$R_P$  = Political Risk

Dari hasil penentuan level total resiko dengan menggunakan persamaan (3.6) di atas, maka dapatlah diketahui tingkat resiko dari rencana investasi Fasilitas Gas tersebut berdasarkan Risk Matrix seperti yang tertera di bawah ini.

Tabel 3.26. Tabel Risk Matrix.



Berdasarkan nilai resiko yang didapatkan, maka dapatlah dirancang proses mitigasi atau penurunan nilai resiko yang dikandung dalam usulan investasi dengan berpedoman kepada konsep “As Low As Reasonable Practices (ALARP)”, dengan pembagian zone berdasarkan nilai resikonya, yaitu :

- Acceptable Zone, dengan nilai resiko,  $R \leq 4$ .
- As Low As Reasonable Practise (ALARP), dengan nilai resiko,  $4 > R \leq 10$ .
- Intolerable Zone, dengan nilai resiko,  $R > 10$ .

Untuk meningkatkan keyakinan, penentuan risk level juga dilakukan dengan menggunakan simulasi Monte Carlo melalui software Crystal Ball. Dengan software Crystal Ball, perhitungan kemungkinan tingkat resiko dapat dilakukan dengan jumlah iterasi yang sangat banyak sehingga dapat meningkatkan akurasi distribusi probabilitas resiko.

## **BAB IV**

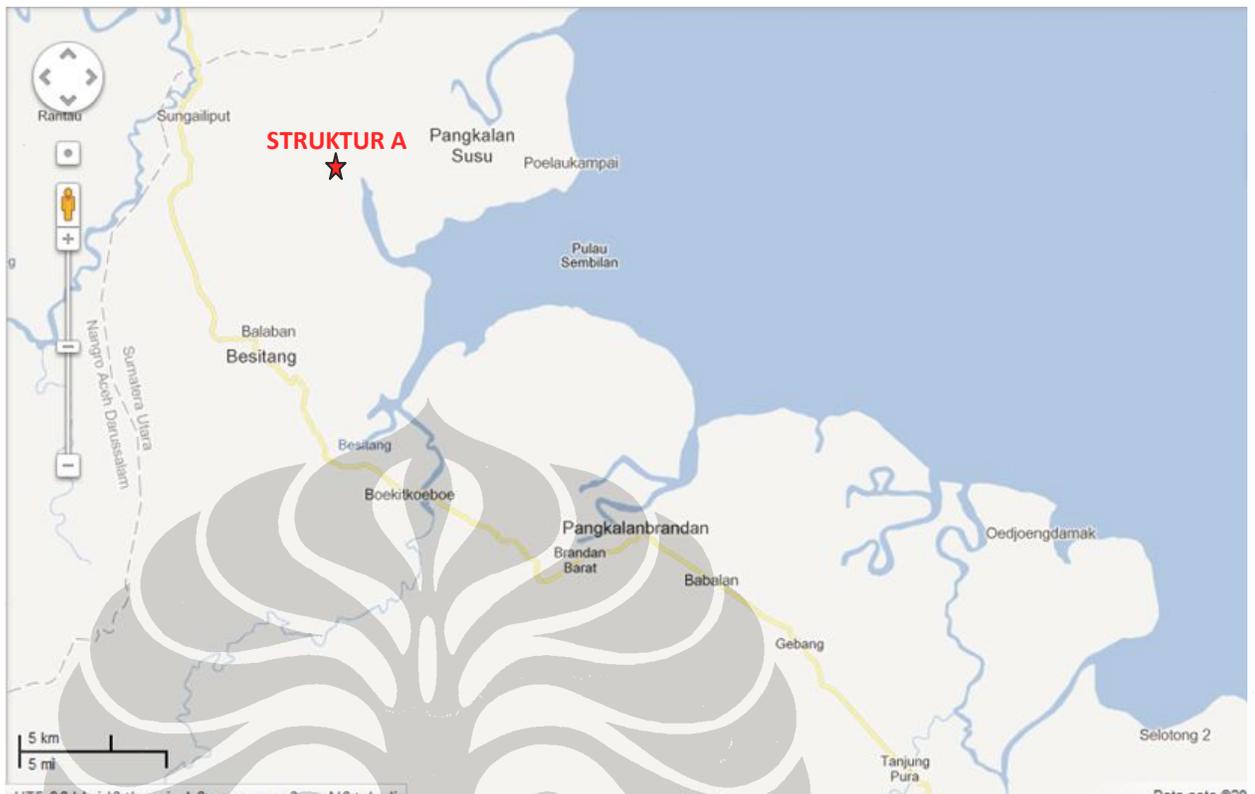
### **HASIL DAN PEMBAHASAN**

#### **4.1 Kondisi Bawah Tanah**

Data kondisi bawah tanah struktur gas yang akan dikembangkan didapatkan dari Pra Plan Of Development (Pra POD) Struktur A yang terletak di Provinsi Nanggroe Aceh Darussalam (NAD), berbatasan dengan Provinsi Sumatera Utara. Formasi X merupakan struktur di bagian bawah (deep) dari deretan Struktur A, terbukti mengandung gas dari hasil pemboran (blow out) sumur 01 oleh Mobil Oil pada tahun 1970 dan hasil Uji Kandungan Lapisan (UKL) Gas sumur 02 oleh Pertamina pada tahun 1975, yang hingga kini masih belum diproduksi secara komersial. Dari hasil interpretasi seismik Struktur ini merupakan antiklinal dengan arah sumbu Barat Laut – Tenggara yang terbagi dalam 3 blok patahan, yaitu blok Utara, blok Tengah dan blok Selatan. Sumur 01 berada di blok Selatan, sedangkan sumur 02 terletak pada puncak antiklin blok Utara.

Secara umum batuan pada formasi X setara dan merupakan satu deretan dengan batuan yang berkembang di Arun, yang terbukti dapat menghasilkan gas yang sangat besar. Untuk keperluan perhitungan cadangan, digunakan data maksimum gas ke bawah (gas down to) berdasarkan data log sumur yang masih menunjukkan berisi gas sampai dengan kedalaman akhir, yaitu -2.961 mbpl di sumur 02 dan -2.982 mbpl di sumur 01.

Berdasarkan hasil perhitungan yang dilakukan, target volume gas yang akan disuplai dari Struktur A ini rata-rata sebesar 105 mmscfd dari hasil pengembangan 14 sumur. Gas deliverability akan dijaga pada laju 105 mmscfd selama kurun waktu 15 tahun.



**Gambar 4.1.** Peta Lokasi Struktur A

#### 4.2. Fasilitas Atas Tanah

Dari hasil analisa gas dari sumur, desain gas processing di Central Processing Plant (CPP) dilakukan tanpa perlu adanya Gas Treating Process dan Gas Dehydration Process karena kandungan  $\text{CO}_2$  dan  $\text{H}_2\text{S}$  masih di bawah spesifikasi Gas Sales.

Lokasi CPP direncanakan berada di lapangan A. Penyaluran gas dari CPP ke konsumen dilakukan melalui jaringan pipa gas yang akan dibangun dari lapangan A ke Pangkalan Berandan dan diintegrasikan dengan sistem Transportasi Gas Medan.

Untuk sistem jalur pipa jarak jauh, biaya terbesar pada investasi sistem perpipaan adalah biaya material pipa dan pemasangannya. Faktor tekanan, grade pipa, tempat dan teknik pemasangan berpengaruh terhadap desain dan biaya.

Material / grade pipa berpengaruh terhadap ketebalan pipa dan menentukan pemilihan dan pembatasan terhadap teknik pemasangan / pengelasan. Untuk desain tekanan dan diameter pipa yang telah ditentukan, ketebalan pipa akan berkurang dengan kenaikan grade pipa. Tetapi, grade pipa yang lebih tinggi biasanya terkait dengan biaya premium dan teknik konstruksi yang khusus, yang berarti timbulnya biaya yang lebih tinggi (Mohitpour *et.al.*, 2000).

**Tabel 4.1.** Hasil Analisis Gas

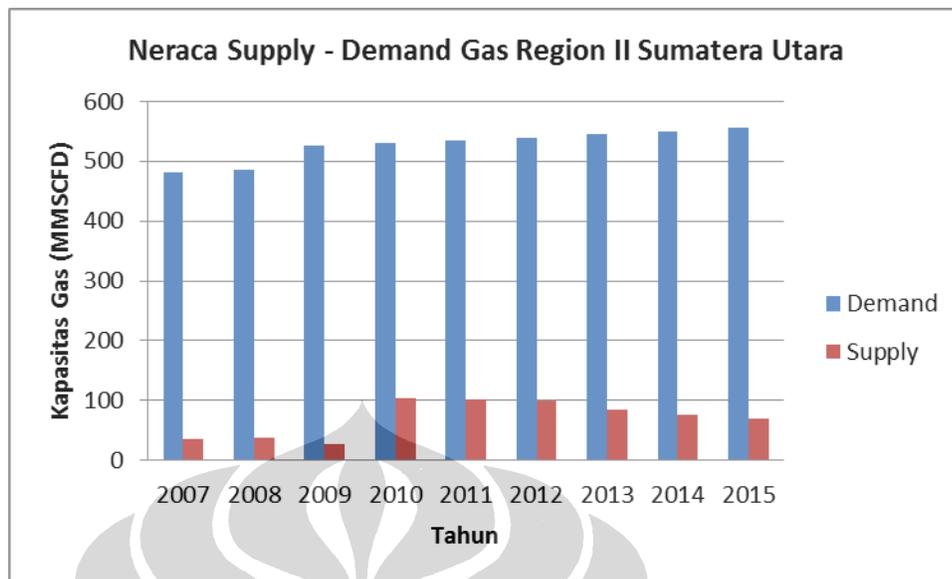
<b>Komponen</b>	<b>% Mol</b>
N <sub>2</sub>	1,3
O <sub>2</sub>	-
CO <sub>2</sub>	5,0
H <sub>2</sub> S	-
CH <sub>4</sub>	79,0
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	10,5
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	2,7
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,9
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,4
iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,2
nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	-
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> <sup>+</sup>	-
Nilai Kalori (K.Cal/m <sup>3</sup> )	10.437

Pembangunan jaringan pipa gas Lapangan A – Pangkalan Berandan sepanjang ± 33 km meliputi pembangunan jaringan pipa gas sepanjang ± 25 km yang ditanam sedalam 2 m dari permukaan tanah dan jaringan pipa gas sepanjang ± 8 km yang ditanam di bawah dasar laut.

Adapun kebutuhan dan suplai gas untuk Region II Sumatera Bagian Utara dari tahun 2007 sampai 2015 dapat dilihat pada tabel 4.2. dan gambar 4.2. berikut.

Tabel 4.2. Neraca Supply &amp; Demand Gas Wilayah II - Sumatera Bagian Utara

DEPARTEMEN ENERGI DAN SUMBER DAYA MINERAL		1 APRIL 2007								
SUMATERA BAGIAN UTARA ( REGION II )										
(MMSCFD)										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	
<b>I. DEMAND</b>										
<b>A CONTRACTED</b>										
EKSPOR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
DOMESTIK :										
- INDUSTRI										
+ Bahan Baku	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
+ Bahan Bakar	12.0	12.0	12.0	12.0	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
- LISTRIK	42.0	36.0	31.0	27.0	24.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
- ENERGI	7.5	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	
<b>Sub Total IA</b>	<b>61.5</b>	<b>56.7</b>	<b>51.7</b>	<b>47.7</b>	<b>44.7</b>	<b>8.7</b>	<b>8.7</b>	<b>8.7</b>	<b>8.7</b>	
<b>B COMMITTED</b>										
EKSPOR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
DOMESTIK :										
- INDUSTRI										
+ Bahan Baku	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
+ Bahan Bakar	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	21.0	21.0	21.0	21.0	
- LISTRIK	148.0	154.0	159.0	163.0	166.0	190.0	190.0	190.0	190.0	
- ENERGI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
<b>Sub Total IB</b>	<b>157.0</b>	<b>163.0</b>	<b>168.0</b>	<b>172.0</b>	<b>175.0</b>	<b>211.0</b>	<b>211.0</b>	<b>211.0</b>	<b>211.0</b>	
<b>C POTENSIAL</b>										
EKSPOR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
DOMESTIK :										
- INDUSTRI										
+ Bahan Baku	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
+ Bahan Bakar	263.0	267.0	271.0	275.0	280.0	284.0	289.0	295.0	300.0	
- LISTRIK	0.0	0.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	36.0	
- ENERGI	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
<b>Sub Total IC</b>	<b>263.0</b>	<b>267.0</b>	<b>307.0</b>	<b>311.0</b>	<b>316.0</b>	<b>320.0</b>	<b>325.0</b>	<b>331.0</b>	<b>336.0</b>	
<b>TOTAL DEMAND</b>	<b>481.5</b>	<b>486.7</b>	<b>526.7</b>	<b>530.7</b>	<b>535.7</b>	<b>539.7</b>	<b>544.7</b>	<b>550.7</b>	<b>555.7</b>	
<b>II. SUPPLY</b>										
<b>A EXISTING</b>										
	35.0	28.0	17.5	14.0	11.0	9.0	7.0	6.0	5.0	
<b>B PROJECT</b>										
	0.0	10.0	10.0	90.0	90.0	90.0	77.0	70.0	64.0	
<b>C POTENSIAL</b>										
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
<b>TOTAL SUPPLY</b>	<b>35.0</b>	<b>38.0</b>	<b>27.5</b>	<b>104.0</b>	<b>101.0</b>	<b>99.0</b>	<b>84.0</b>	<b>76.0</b>	<b>69.0</b>	
<b>BALANCE</b>										
II A - IA	-26.5	-28.7	-34.2	-33.7	-33.7	0.4	-1.7	-2.7	-3.7	
(II A + II B) - (IA)	-26.5	-18.7	-24.2	56.4	56.4	90.4	75.4	67.4	60.4	
(II A + II B) - (IA + IB)	-183.5	-181.7	-192.2	-115.7	-118.7	-120.7	-135.7	-143.7	-150.7	
(II A + II B + II C) - (IA + IB)	-183.5	-181.7	-192.2	-115.7	-118.7	-120.7	-135.7	-143.7	-150.7	
II - I	-446.5	-448.7	-499.2	-426.7	-434.7	-440.7	-460.7	-474.7	-486.7	



**Gambar 4.2** Grafik ketersediaan dan permintaan gas di Sumatera Utara (Wilayah 2)

Dari tabel 4.2 tersebut di atas, dapatlah dilihat bahwa kekurangan gas yang terjadi di Region II - Sumatera Utara terus mengalami kenaikan dari defisit sebesar 440,7 mmscfd pada tahun 2012 hingga menjadi 486,7 mmscfd pada tahun 2015.

Dengan rencana pengembangan produksi gas dari struktur A sebesar 105 mmscfd, ternyata kebutuhan gas di Region II – Sumatera Utara masih belum dapat terpenuhi. Hal ini merupakan peluang usaha yang sangat besar guna pengembangan struktur gas yang lain di wilayah Sumatera Utara. Konsumen utama pasar gas di wilayah Sumatera Utara adalah Perusahaan Listrik Negara (PLN) Sumatera Utara dan Perusahaan Gas Negara (PGN) Sumatera Utara. Keduanya berada di kota Medan, yang berjarak sejauh 114 km dari sumber pasokan gas.

### 4.3. Penilaian Resiko

Penilaian resiko terhadap rencana pengembangan produksi gas dari struktur A dilakukan berdasarkan penilaian terhadap tingkat probabilitas resiko, tingkat dampak resiko dan bahaya (*hazard*) yang ditimbulkan. Penilaian tingkat probabilitas dan bahaya (*hazard*) resiko dilakukan dengan menentukan distribusi ketidakpastian dari model input melalui simulasi distribusi kemungkinan (Evans & Olson, 2002).

### 4.3.1. Tingkat Probabilitas

Penilaian Tingkat Probabilitas Resiko dilakukan berdasarkan 5 (lima) aspek, yaitu aspek Teknis, Ekonomis, Komersial, Organisasi dan Politik.

#### 4.3.1.1. Aspek Teknis.

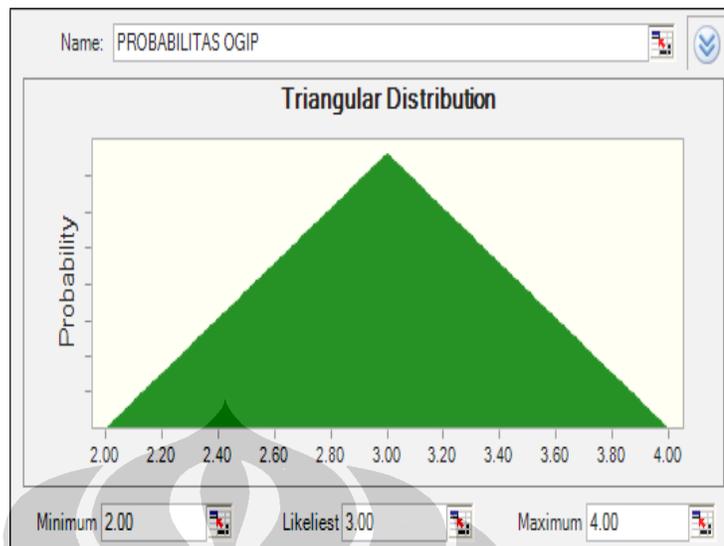
Pada penilaian Aspek Teknis, terdapat 7 (tujuh) kriteria yang digunakan dalam menentukan kemungkinan resiko yang dapat terjadi, yaitu :

##### 1. Cadangan Gas Awal / *Original Gas In Place (OGIP)*.

Perhitungan cadangan gas awal (OGIP) dilakukan berdasarkan “*subsurface map*” yang disusun berdasarkan data pemboran dan lintasan seismik. Cadangan gas yang dihitung ini merupakan kumulatif dari Cadangan Pasti (*Proven Reserve / P<sub>1</sub>*), Cadangan Mungkin (*Probable Reserve / P<sub>2</sub>*) dan Cadangan Harapan (*Possible Reserve / P<sub>3</sub>*). Perhitungan cadangan gas awal / *original gas in place (OGIP)* ini menghasilkan nilai optimis sebesar 27,4 TCF, nilai pesimis sebesar 7,2 dan nilai moderat sebesar 14,4 TCF. Dari kondisi tersebut, distribusi statistik dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Triangular**. Berdasarkan tabel 4.3, kriteria ini mempunyai **nilai minimum 2, nilai maksimum 4 dan likeliest 3**.

**Tabel 4.3** Probabilitas Resiko berdasarkan Cadangan Gas Awal

NO	KRITERIA	NILAI
1	Cadangan Gas Awal > 50 TCF	1
2	Cadangan Gas Awal > 15 TCF dan ≤ 50 TCF	2
3	Cadangan Gas Awal > 7,5 TCF dan ≤ 15 TCF	3
4	Cadangan Gas Awal > 3 TCF dan ≤ 7,5 TCF	4
5	Cadangan Gas Awal ≤ 3 TCF	5



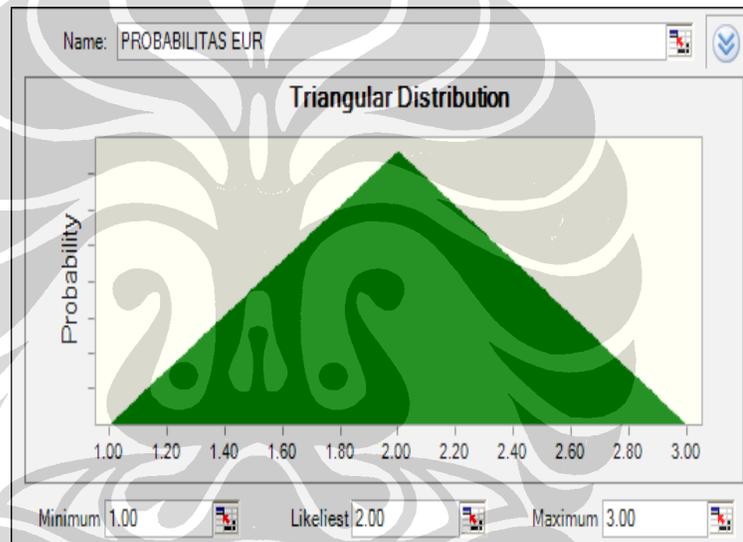
**Gambar 4.3** Tingkat Probabilitas Cadangan Gas Awal/OGIP

2. Cadangan Terambil Maksimum / *Estimated Ultimate Reservoir (EUR)*.

Sedangkan cadangan terambil maksimum / *estimated ultimate reservoir (EUR)* yang dihitung ini merupakan kumulatif dari Cadangan Pasti (*Proven Reserve / P<sub>1</sub>*), Cadangan Mungkin (*Probable Reserve / P<sub>2</sub>*) dan Cadangan Harapan (*Possible Reserve / P<sub>3</sub>*). Perhitungan cadangan terambil maksimum / Cadangan terambil maksimum (EUR) yang dilakukan menghasilkan nilai optimis sebesar 22,1, nilai pesimis sebesar 6,8 TCF dan nilai moderat 11,6 TCF. Dari kondisi tersebut, distribusi statistik dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Triangular**. Berdasarkan tabel 4.4, kriteria ini mempunyai **nilai minimum 1**, **nilai maksimum 3** dan **likeliest 2**.

**Tabel 4.4** Probabilitas Resiko berdasarkan Cadangan Terambil Maksimum

NO	KRITERIA	NILAI
1	Cadangan terambil maksimum (EUR) > 20 TCF	1
2	Cadangan terambil maksimum (EUR) > 10TCF dan $\leq$ 20 TCF	2
3	Cadangan terambil maksimum (EUR) > 5 TCF dan $\leq$ 10 TCF	3
4	Cadangan terambil maksimum (EUR) > 2 TCF dan $\leq$ 5 TCF	4
5	Cadangan terambil maksimum (EUR) $\leq$ 2 TCF	5

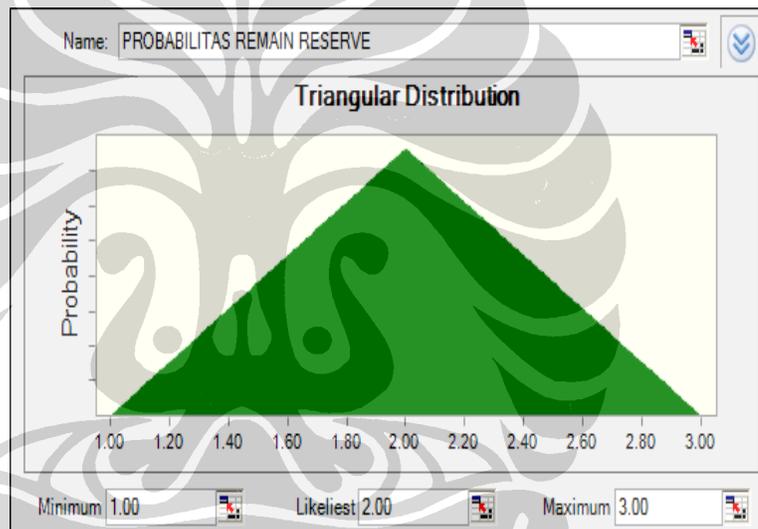
**Gambar 4.4** Tingkat Probabilitas Cadangan Terambil Maksimum / (EUR)

### 3. Cadangan Sisa / *Remaining Reserve*.

Perhitungan Remaining Reserve dilakukan dengan berdasarkan jumlah gas yang telah diproduksi selama ini dan kumulatif dari Cadangan Pasti (*Proven Reserve* /  $P_1$ ), Cadangan Mungkin (*Probable Reserve* /  $P_2$ ) dan Cadangan Harapan (*Possible Reserve* /  $P_3$ ). Perhitungan cadangan sisa / *remaining reserve* menghasilkan nilai optimis sebesar 15,4 TCF, nilai pesimis sebesar 4,1 TCF dan nilai moderat sebesar 8,1 TCF. Dari kondisi tersebut, distribusi statistik dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Triangular**. Berdasarkan tabel 4.5, kriteria ini mempunyai **nilai minimum 1, nilai maksimum 3 dan likeliest 2**.

**Tabel 4.5** Probabilitas Resiko berdasarkan *Remaining Reserve*.

NO	KRITERIA	NILAI
1	Sisa volume gas dalam reservoir yang dapat diproduksi $> 15$ TCF	1
2	Sisa volume gas dalam reservoir yang dapat diproduksi $> 8$ TCF dan $\leq 15$ TCF	2
3	Sisa volume gas dalam reservoir yang dapat diproduksi $> 4$ TCF dan $\leq 8$ TCF	3
4	Sisa volume gas dalam reservoir yang dapat diproduksi $> 1,5$ TCF dan $\leq 4$ TCF	4
5	Sisa volume gas dalam reservoir yang dapat diproduksi $\leq 1,5$ TCF	5

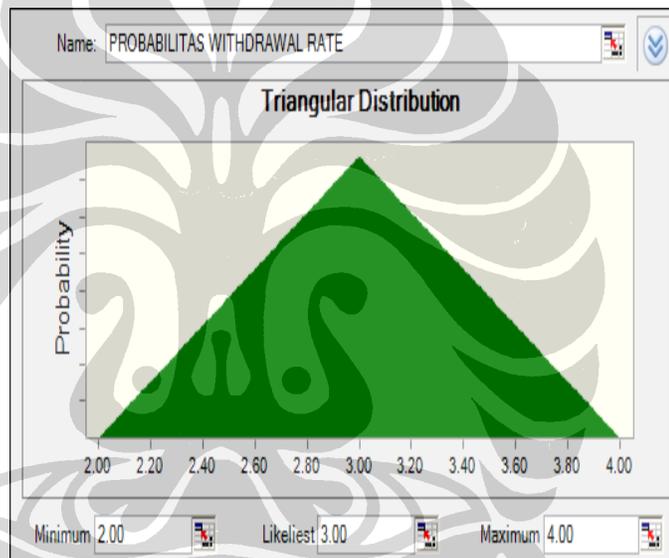
**Gambar 4.5** Tingkat Probabilitas *Remaining Reserve*

#### 4. Laju Pengurasan / *Withdrawal Rate*.

Laju pengurasan cadangan mempunyai kaitan yang sangat erat dengan besaran produksi minyak dan gas. Besaran laju pengurasan cadangan gas bervariasi, dari 5% sampai dengan 16%. Perhitungan produksi gas dari struktur A dilakukan dengan laju pengurasan / *withdrawal rate* sebesar 8% sehingga menghasilkan laju alir gas sebesar 105 mmscfd. Dari kondisi tersebut, distribusi statistik dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Triangular**. Berdasarkan tabel 4.6, kriteria ini mempunyai **nilai minimum 2**, **nilai maksimum 4** dan **likeliest 3**.

**Tabel 4.6** Probabilitas Resiko berdasarkan Laju Pengurasan

NO	KRITERIA	NILAI
1	Besaran Laju Pengurasan (Kumulatif Produksi dibanding Reserve) > 18%	1
2	Besaran Laju Pengurasan (Kumulatif Produksi dibanding Reserve) > 12% dan $\leq$ 18%	2
3	Besaran Laju Pengurasan (Kumulatif Produksi dibanding Reserve) > 6% dan $\leq$ 12%	3
4	Besaran Laju Pengurasan (Kumulatif Produksi dibanding Reserve) > 3% dan $\leq$ 6%	4
5	Besaran Laju Pengurasan (Kumulatif Produksi dibanding Reserve) $\leq$ 3%	5

**Gambar 4.6** Tingkat Probabilitas Laju Pengurasan / *Withdrawal Rate*

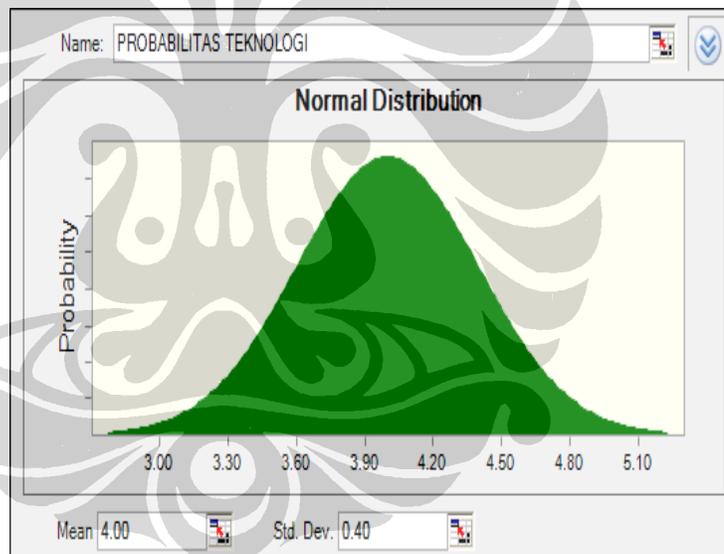
#### 5. Teknologi.

Berdasarkan komposisi gas yang diproduksi dan kualitas gas sales yang dipersyaratkan, maka dipilihlah teknologi pemrosesan gas yang akan diimplementasikan pada Gas Plant. Jenis-jenis teknologi pemroses gas yang ada saat ini sangat beragam, dari teknologi yang *out of date*, konvensional sampai teknologi yang terbaru. Berdasarkan *Process Flow Diagram* (PFD) dan peralatan yang akan digunakan, dapat diketahui bahwa teknologi yang digunakan untuk memproduksi gas merupakan gabungan dari berbagai macam teknologi, dengan mayoritas teknologi

konvensional. Dari kondisi tersebut, distribusi statistik dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Normal**. Berdasarkan tabel 4.7, kriteria ini mempunyai sebaran **nilai 3 - 5** dengan **likeliest 4**.

**Tabel 4.7** Probabilitas Resiko berdasarkan Teknologi

No	Kriteria	Nilai
1	Penggunaan Teknologi Baru Internasional untuk kegiatan produksi gas	1
2	Penggunaan Teknologi Baru Regional untuk kegiatan produksi gas	2
3	Penggunaan Teknologi Baru di Indonesia untuk kegiatan produksi gas	3
4	Penggunaan Teknologi konvensional untuk kegiatan produksi gas	4
5	Penggunaan Teknologi Out of Date untuk kegiatan produksi gas	5



**Gambar 4.7** Tingkat Probabilitas Teknologi

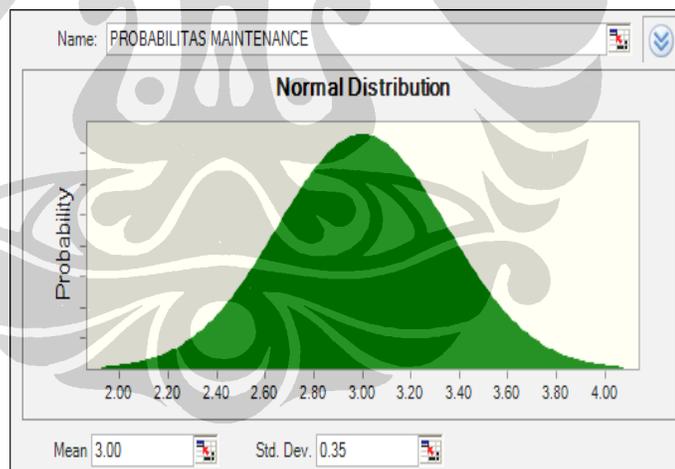
#### 6. Pemeliharaan / *Maintenance*.

Sistem pemeliharaan yang akan diterapkan pada Gas Plant akan mempunyai kaitan langsung dengan kebutuhan biaya pemeliharaan peralatan. Sistem pemeliharaan peralatan terdiri dari bermacam-macam jenis, yaitu *unstructure, breakdown, preventive, predictive and integrated maintenance system*, Dengan berbagai macam peralatan yang dipasang pada Gas Plant, sistem pemeliharaan yang digunakan juga

ada berbagai macam, yaitu *breakdown maintenance system*, *preventive maintenance system* dan *predictive maintenance system* dengan mayoritas pada *preventive maintenance system*. Dari kondisi tersebut, distribusi statistik dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Normal**. Berdasarkan tabel 4.8, kriteria ini mempunyai sebaran nilai 2 - 4 dengan **likeliest 3**.

**Tabel 4.8** Probabilitas Resiko berdasarkan Pemeliharaan

NO	KRITERIA	NILAI
1	Penerapan Sistem Pemeliharaan Terpadu	1
2	Penerapan Sistem Pemeliharaan Prediktif	2
3	Penerapan Sistem Pemeliharaan Preventif	3
4	Penerapan Sistem Pemeliharaan <i>Breakdown</i>	4
5	Penerapan Sistem Pemeliharaan Tidak Terstruktur	5



**Gambar 4.8** Tingkat Probabilitas Pemeliharaan / *Maintenance*

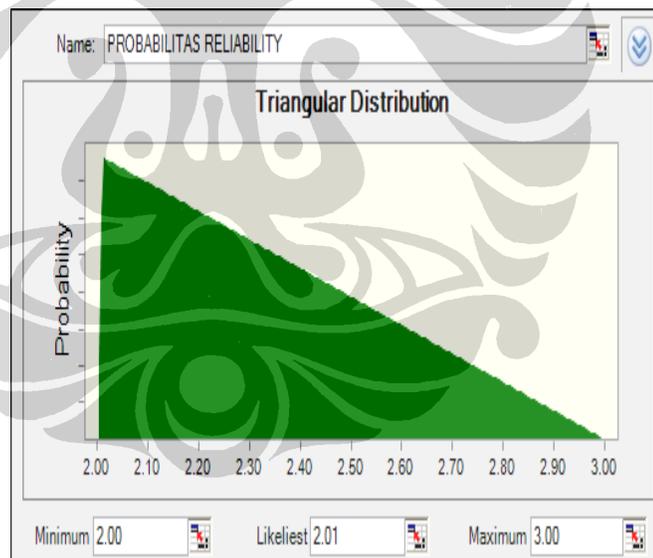
#### 7. Kehandalan / *Reliability*.

Tingkat kehandalan / *reliability* Gas Plant tergantung dari teknologi dan sistem pemeliharaan yang diterapkan untuk peralatan yang terpasang pada Gas Plant. Besaran *reliability* Gas Plant diharapkan dapat mempunyai nilai minimal 90% per bulan dan nilai maksimal 95% per bulan dengan nilai rata-rata 95% per bulan. Dari

kondisi tersebut, distribusi statistik dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Triangular**. Berdasarkan tabel 4.9, kriteria ini mempunyai **nilai minimum 2**, **nilai maksimum 3** dan **likeliest 2**.

**Tabel 4.9** Probabilitas Resiko berdasarkan Kehandalan

NO	KRITERIA	NILAI
1	Tingkat Kehandalan Operasi Peralatan > 95% / bulan	1
2	Tingkat Kehandalan Operasi Peralatan > 90% / bulan dan $\leq$ 95% / bulan	2
3	Tingkat Kehandalan Operasi Peralatan > 85% / bulan dan $\leq$ 90% / bulan	3
4	Tingkat Kehandalan Operasi Peralatan > 80% / bulan dan $\leq$ 85% / bulan	4
5	Tingkat Kehandalan Operasi Peralatan $\leq$ 80% / bulan	5



**Gambar 4.9** Tingkat Probabilitas Kehandalan / *Reliability*

#### 4.3.1.2. Aspek Ekonomis.

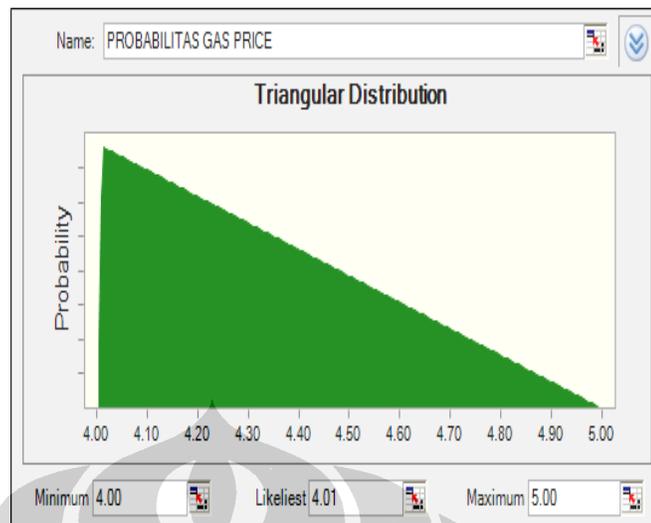
Pada penilaian Aspek Ekonomis, terdapat 2 (dua) kriteria yang digunakan dalam menentukan kemungkinan resiko yang dapat terjadi, yaitu :

##### 1. Harga Gas.

Berdasarkan data neraca gas, dapat diketahui bahwa Sumatera Utara berada dalam kondisi defisit gas karena permintaan gas yang lebih besar dibandingkan dengan suplai gas. Dengan kondisi permintaan pasar yang sangat besar di Sumatera Utara, maka harga gas jual yang terjadi cukup tinggi. Sebaran harga gas yang ada di Sumatera Utara sangat beragam pada range harga US\$ 4,0 sampai US\$ 7,2 dengan mayoritas harga US\$ 6,5. Dari kondisi tersebut, distribusi statistik dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Triangular**. Berdasarkan tabel 4.10, kriteria ini mempunyai **nilai minimum 4, nilai maksimum 5 dan likeliest 4**.

**Tabel 4.10** Probabilitas Resiko berdasarkan Harga Gas

NO	KRITERIA	NILAI
1	Harga Jual Gas > US\$ 12/MMBTU	1
2	Harga Jual Gas > US\$ 10/MMBTU dan ≤ US\$ 12/MMBTU	2
3	Harga Jual Gas > US\$ 8/MMBTU dan ≤ US\$ 10/MMBTU	3
4	Harga Jual Gas > US\$ 6/MMBTU dan ≤ US\$ 8/MMBTU	4
5	Harga Jual Gas ≤ US\$ 6/MMBTU	5



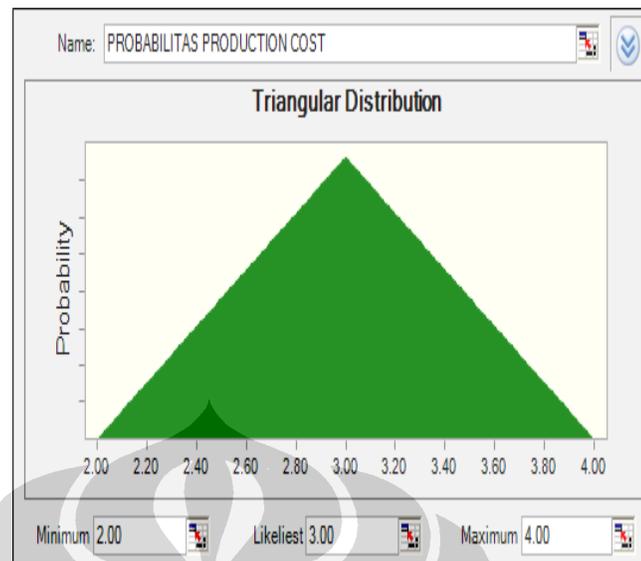
**Gambar 4.10** Tingkat Probabilitas Harga Gas

## 2. Biaya Produksi.

Dari data realisasi, biaya produksi gas untuk setiap lapangan berbeda dari lapangan yang lain. Untuk wilayah Sumatera Utara dan sekitarnya, biaya produksi gas berkisar pada range biaya US\$ 2.0/MMBTU sampai US\$ 3.5/MMBTU dengan mayoritas pada biaya US\$ 3,5/MMBTU. Dari kondisi tersebut, distribusi statistik dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Triangular**. Berdasarkan tabel 4.11, kriteria ini mempunyai **nilai minimum 2**, **nilai maksimum 4** dan **likeliest 3**.

**Tabel 4.11** Probabilitas Resiko berdasarkan Biaya Produksi

NO	KRITERIA	NILAI
1	Realisasi Biaya Produksi Gas $\leq$ US\$ 1.0/MMBTU	1
2	Realisasi Biaya Produksi Gas $>$ US\$ 1.0/MMBTU dan $\leq$ US\$ 2.0/MMBTU	2
3	Realisasi Biaya Produksi Gas $>$ US\$ 2.0/MMBTU dan $\leq$ US\$ 3.0/MMBTU	3
4	Realisasi Biaya Produksi Gas $>$ US\$ 3.0/MMBTU dan $\leq$ US\$ 4.0/MMBTU	4
5	Realisasi Biaya Produksi Gas $>$ US\$ 4.0/MMBTU	5



**Gambar 4.11** Tingkat Probabilitas Biaya Produksi

#### 4.3.1.3. Aspek Komersial.

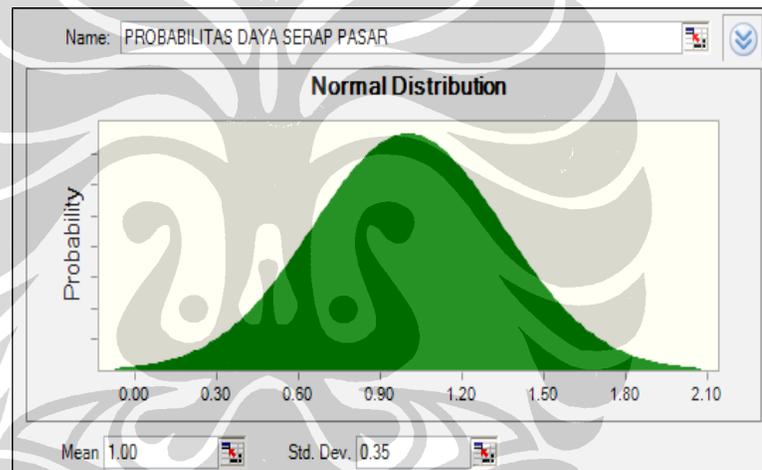
Pada penilaian Aspek Komersial, terdapat 3 (tiga) kriteria yang digunakan dalam menentukan kemungkinan resiko yang dapat terjadi, yaitu :

##### 1. Daya Serap Pasar.

Berdasarkan data Neraca Gas Indonesia, kebutuhan gas di Region II – Sumatera mencapai 440,7 mmscfd pada tahun 2012 dan 486,7 mmscfd pada tahun 2015. Dari data tersebut, suplai gas dari struktur A yang memproduksi sebesar 105 mmscfd masih belum dapat mencukupi kebutuhan pasar. Dari kondisi tersebut, distribusi statistik dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Normal**. Berdasarkan tabel 4.12, kriteria ini mempunyai sebaran **nilai 1 - 2** dengan **likeliest 1**.

**Tabel 4.12** Probabilitas Resiko berdasarkan Daya Serap Pasar

NO	KRITERIA	NILAI
1	Daya Serap Pasar Terhadap Produksi Gas > 100%	1
2	Daya Serap Pasar Terhadap Produksi Gas > 95% dan $\leq$ 100%	2
3	Daya Serap Pasar Terhadap Produksi Gas > 90% dan $\leq$ 95%	3
4	Daya Serap Pasar Terhadap Produksi Gas > 80% dan $\leq$ 90%	4
5	Daya Serap Pasar Terhadap Produksi Gas $\leq$ 80%	5

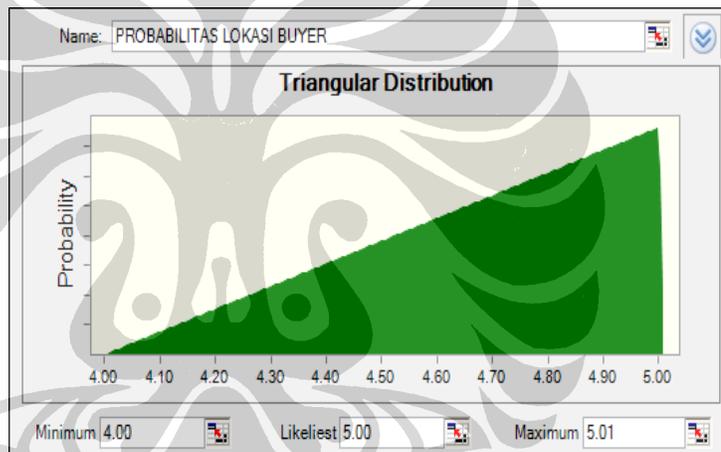
**Gambar 4.12** Tingkat Probabilitas Daya Serap Pasar

## 2. Lokasi Konsumen.

Konsumen utama gas di wilayah Sumatera Utara adalah PLN Sumatera Utara dan PGN Sumatera Utara yang berada di kota Medan. Dengan demikian, lokasi konsumen gas berada pada range jarak sejauh 90 km sampai 130 km dengan mayoritas jarak 120 km dari sumber pasokan gas. Dari kondisi tersebut, distribusi statistik dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Triangular**. Berdasarkan tabel 4.13, kriteria ini mempunyai **nilai minimum 4**, **nilai maksimum 5** dengan **likeliest 5**.

**Tabel 4.13** Probabilitas Resiko berdasarkan Lokasi Konsumen

NO	KRITERIA	NILAI
1	Jarak Lokasi Produsen dan Konsumen $\leq 1$ km	1
2	Jarak Lokasi Produsen dan Konsumen $> 1$ km dan $\leq 20$ km	2
3	Jarak Lokasi Produsen dan Konsumen $> 20$ km dan $\leq 50$ km	3
4	Jarak Lokasi Produsen dan Konsumen $> 50$ km dan $\leq 100$ km	4
5	Jarak Lokasi Produsen dan Konsumen $> 100$ km	5

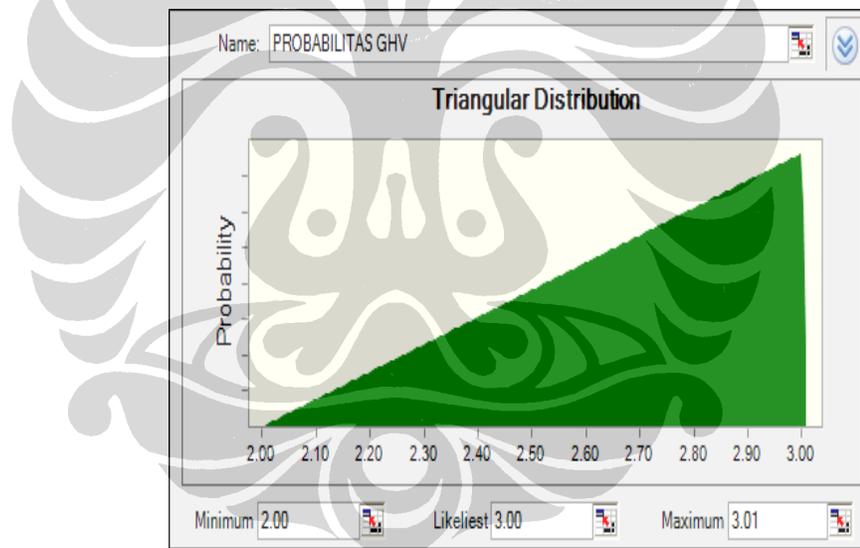
**Gambar 4.13** Tingkat Probabilitas Lokasi Konsumen

### 3. Nilai Kalor Gas / *Gas Heating Value (GHV)*.

Besaran Nilai Kalor Gas / *Gas Heating Value (GHV)* bergantung kepada komposisi komponen gas, dimana nilainya bervariasi pada range 1.040 MBTU/MSCF sampai dengan 1.150 MBTU dengan mayoritas pada 1.050 MBTU/MSCF. Dari kondisi tersebut, distribusi statistik dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Triangular**. Berdasarkan tabel 4.14, kriteria ini mempunyai **nilai minimum 2**, **nilai maksimum 3** dan **likeliest 3**.

**Tabel 4.14** Probabilitas Resiko berdasarkan Nilai Kalor

NO	KRITERIA	NILAI
1	Tingkat Nilai kalor Yang Diproduksikan $> 1.200$ MBTU / MSCF	1
2	Tingkat Nilai kalor Yang Diproduksikan $> 1.100$ MBTU / MSCF dan $\leq 1.200$ MBTU / MSCF	2
3	Tingkat Nilai kalor Yang Diproduksikan $> 1.000$ MBTU / MSCF dan $\leq 1.100$ MBTU / MSCF	3
4	Tingkat Nilai kalor Yang Diproduksikan $= 1.000$ MBTU / MSCF	4
5	Tingkat Nilai kalor Yang Diproduksikan $\leq 1.000$ MBTU / MSCF	5

**Gambar 4.14** Tingkat Probabilitas Nilai Kalor / GHV

#### 4.3.1.4. Aspek Organisasi.

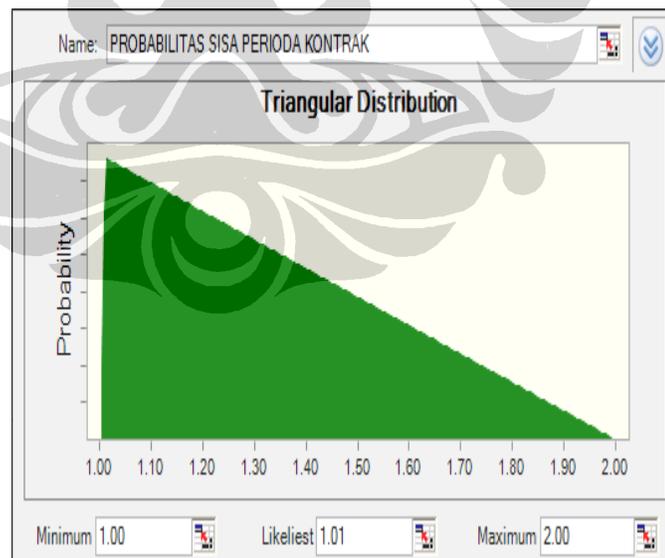
Pada penilaian Aspek Organisasi, terdapat 2 (dua) kriteria yang digunakan dalam menentukan kemungkinan resiko yang dapat terjadi, yaitu :

### 1. Sisa Periode Kontrak.

Periode Kontrak Kerja Sama pengelolaan Wilayah Kerja PEP dimulai pada tahun 2005, maka sisa periode kontrak masih selama 23 tahun lagi. Kontrak kerja sama pengelolaan wilayah kerja dapat diperpanjang selama 20 tahun lagi. Dari kondisi tersebut, distribusi statistik dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Triangular**. Berdasarkan tabel 4.15, kriteria ini mempunyai **nilai minimum 1, nilai maksimum 2 dan likeliest 1**.

**Tabel 4.15** Probabilitas Resiko berdasarkan Sisa Periode Kontrak

NO	KRITERIA	NILAI
1	Sisa Periode Kontrak Pengelolaan Lahan > 20 tahun	1
2	Sisa Periode Kontrak Pengelolaan Lahan > 15 tahun dan $\leq$ 20 tahun	2
3	Sisa Periode Kontrak Pengelolaan Lahan > 10 tahun dan $\leq$ 15 tahun	3
4	Sisa Periode Kontrak Pengelolaan Lahan > 5 tahun dan $\leq$ 10 tahun	4
5	Sisa Periode Kontrak Pengelolaan Lahan $\leq$ 5 tahun	5



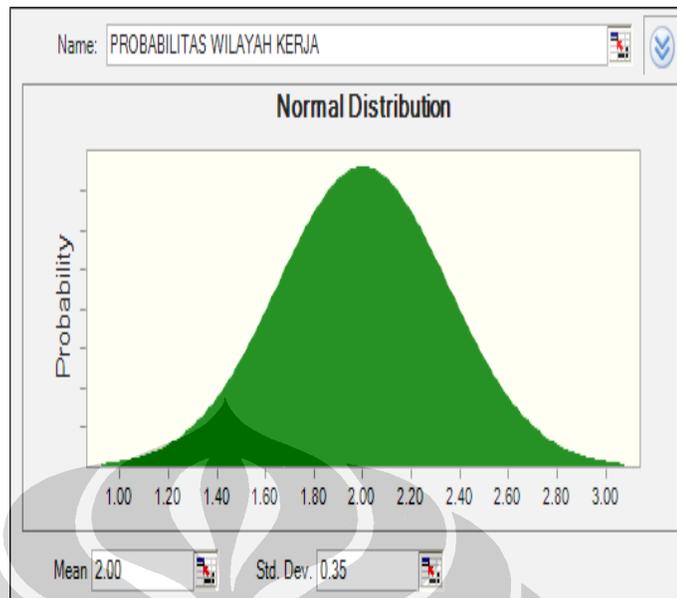
**Gambar 4.15** Tingkat Probabilitas Sisa Periode Kontrak

## 2. Wilayah Kerja.

Sebaran data permasalahan tumpang tindih lahan yang harus dihadapi oleh PEP tersebar pada permasalahan tumpang tindih lahan dengan kehutanan, lingkungan hidup dan batubara, dengan mayoritas permasalahan adalah tumpang tindih lahan dengan wilayah kerja batubara di daerah Kalimantan Timur. Dari kondisi tersebut, distribusi statistik dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Normal**. Berdasarkan tabel 4.16, kriteria ini mempunyai sebaran **nilai 1 – 3** dan **likeliest 2**.

**Tabel 4.16** Probabilitas Resiko berdasarkan Wilayah Kerja

NO	KRITERIA	NILAI
1	Tidak Ada Permasalahan Pemanfaatan Lahan yang timbul terkait dengan Wilayah Kerja yang tumpang tindih	1
2	Permasalahan Pemanfaatan Lahan yang timbul terkait dengan Wilayah Kerja yang tumpang tindih sebanyak 1 Wilayah Kerja	2
3	Permasalahan Pemanfaatan Lahan yang timbul terkait dengan Wilayah Kerja yang tumpang tindih sebanyak 2 Wilayah Kerja	3
4	Permasalahan Pemanfaatan Lahan yang timbul terkait dengan Wilayah Kerja yang tumpang tindih sebanyak 3 Wilayah Kerja	4
5	Permasalahan Pemanfaatan Lahan yang timbul terkait dengan Wilayah Kerja yang tumpang tindih > 3 Wilayah Kerja	5



**Gambar 4.16** Tingkat Probabilitas Wilayah Kerja

#### 4.3.1.5. Aspek Politik.

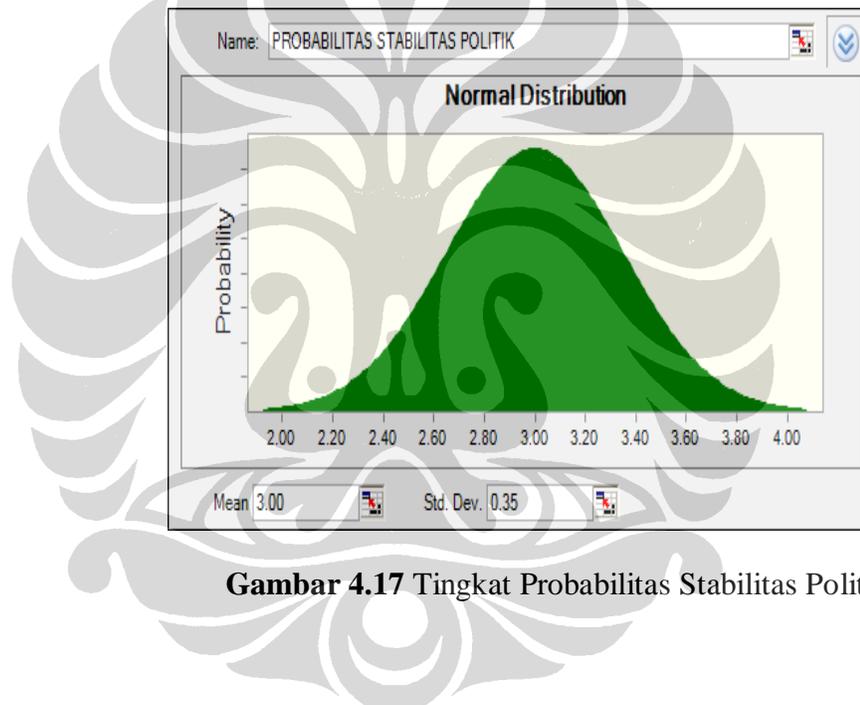
Pada penilaian Aspek Politik, terdapat 2 (dua) kriteria yang digunakan dalam menentukan kemungkinan resiko yang dapat terjadi, yaitu :

##### 1. Stabilitas Politik.

Setelah tercapainya perjanjian damai antara Pemerintah RI dengan GAM pada tahun 2005, maka stabilitas politik di wilayah Sumatera Bagian Utara berada pada kondisi yang sangat baik. Stabilitas politik yang diamati adalah stabilitas politik pada daerah-daerah yang tercakup pada proyek pembangunan fasilitas gas bumi di Sumatera Bagian Utara, dari lokasi sumur dan CPP yang berada pada Provinsi NAD sampai dengan jalur trunkline yang berada pada provinsi Sumatera Utara. Dengan kondisi demikian, sebaran data stabilitas politik berada pada range 5 tahun sampai 10 tahun dengan mayoritas perioda 7 tahun. Dari kondisi tersebut, distribusi statistik dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Normal**. Berdasarkan tabel 4.17, kriteria ini mempunyai sebaran **nilai 2 – 4** dan **likeliest 3**.

**Tabel 4.17** Probabilitas Resiko berdasarkan Stabilitas Politik

NO	KRITERIA	NILAI
1	Stabilitas Politik dan Pemerintahan dalam waktu > 12 tahun	1
2	Stabilitas Politik dan Pemerintahan dalam waktu > 9 tahun dan $\leq$ 12 tahun	2
3	Stabilitas Politik dan Pemerintahan dalam waktu > 6 tahun dan $\leq$ 9 tahun	3
4	Stabilitas Politik dan Pemerintahan dalam waktu > 3 tahun dan $\leq$ 6 tahun	4
5	Stabilitas Politik dan Pemerintahan dalam waktu $\leq$ 3 tahun	5

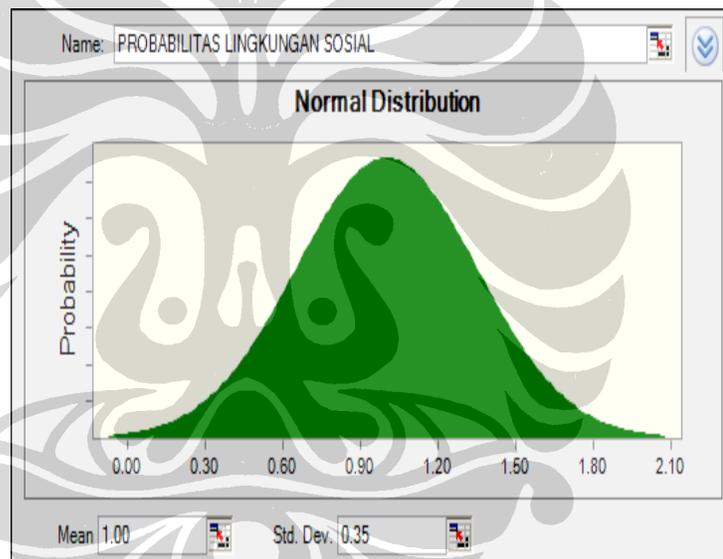
**Gambar 4.17** Tingkat Probabilitas Stabilitas Politik

## 2. Lingkungan Sosial.

Rencana pengembangan produksi gas dari struktur A ini tidak menimbulkan permasalahan bagi masyarakat sekitar. Adapun permasalahan yang pernah terjadi dengan masyarakat sekitar berjumlah 1 kasus saja, yaitu adanya demo masyarakat yang meminta untuk dapat menjadi tenaga kerja di proyek. Dari kondisi tersebut, distribusi statistik dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Normal**. Berdasarkan tabel 4.18, kriteria ini mempunyai sebaran **nilai 1 – 2** dan **likeliest 1**.

**Tabel 4.18** Probabilitas Resiko berdasarkan Lingkungan Sosial

NO	KRITERIA	NILAI
1	Permasalahan Sosial dan Keamanan yang timbul sehubungan dengan rencana pembangunan proyek $\leq 5$ Kejadian	1
2	Permasalahan Sosial dan Keamanan yang timbul sehubungan dengan rencana pembangunan proyek $> 5$ Kejadian dan $\leq 10$ Kejadian	2
3	Permasalahan Sosial dan Keamanan yang timbul sehubungan dengan rencana pembangunan proyek $> 10$ Kejadian dan $\leq 15$ Kejadian	3
4	Permasalahan Sosial dan Keamanan yang timbul sehubungan dengan rencana pembangunan proyek $> 15$ Kejadian dan $\leq 20$ Kejadian	4
5	Permasalahan Sosial dan Keamanan yang timbul sehubungan dengan rencana pembangunan proyek $> 20$ Kejadian	5

**Gambar 4.18** Tingkat Probabilitas Lingkungan Sosial

### 4.3.2. Tingkat Dampak Resiko

Penilaian Dampak Resiko juga dilakukan terhadap 5 (lima) aspek, yaitu aspek Teknis, Ekonomis, Komersial, Operasional dan Politik.

#### 4.3.2.1. Aspek Teknis

Pada penilaian Aspek Teknis, terdapat 7 (tujuh) kriteria yang digunakan dalam menentukan kemungkinan resiko yang dapat terjadi, yaitu :

1. Cadangan Gas Awal / *Original Gas In Place (OGIP)*.

Faktor Cadangan Gas Awal / *Original Gas In Place (OGIP)* mempunyai **Dampak Minor** terhadap besaran produksi gas. Berdasarkan tabel 3.17, kriteria ini mendapatkan **nilai 0,4**.

2. Cadangan Terambil Maksimum / *Estimated Ultimate Reservoir (EUR)*.

Sedangkan Cadangan Terambil Maksimum / *Estimated Ultimate Reservoir (EUR)* mempunyai kaitan dengan cadangan yang dapat diproduksi dan mempunyai **Dampak Moderate** terhadap kemampuan produksi gas. Berdasarkan tabel 3.17, kriteria ini mendapatkan **nilai 0,6**.

3. Cadangan Sisa / *Remaining Reserve*.

Sedangkan faktor Cadangan Sisa / *Remaining Reserve* terkait langsung dan mempunyai **Dampak Major** dengan kemampuan produksi gas. Berdasarkan tabel 3.17, kriteria ini mendapatkan **nilai 0,8**.

4. Laju Pengurasan / *Withdrawal Rate*.

Laju Pengurasan / *Withdrawal Rate* merupakan besaran laju pengurasan reservoir dan menentukan besaran produksi gas, sehingga berhubungan langsung dan mempunyai **Dampak Catastrophic** terhadap produksi gas. Berdasarkan tabel 3.17, kriteria ini mendapatkan **nilai 1**.

5. Teknologi.

Pemilihan Teknologi mempunyai pengaruh yang sangat besar dan mempunyai **Dampak Major** terhadap kemampuan produksi gas. Berdasarkan tabel 3.17, kriteria ini mendapatkan **nilai 0,8**.

6. Pemeliharaan / *Maintenance*.

Sistem Pemeliharaan yang digunakan mempunyai pengaruh yang sangat besar dan mempunyai **Dampak Major** terhadap kemampuan produksi gas. Berdasarkan tabel 3.17, kriteria ini mendapatkan **nilai 0,8**.

#### 7. Keandalan / Reliability.

Faktor keandalan fasilitas produksi gas mempunyai pengaruh yang sangat besar dan mempunyai **Dampak Catastrophic** terhadap kemampuan produksi gas. Berdasarkan tabel 3.17, kriteria ini mendapatkan **nilai 1**.

#### 4.3.2.2. Aspek Ekonomis

##### 1. Harga Gas.

Besaran Harga Gas mempunyai hubungan langsung dan mempunyai **Dampak Major** terhadap keekonomian produksi gas. Berdasarkan tabel 3.17, kriteria ini mendapatkan **nilai 0,8**.

##### 2. Biaya Produksi.

Faktor Biaya Produksi mempunyai hubungan langsung dan mempunyai **Dampak Major** terhadap keekonomian produksi gas. Berdasarkan tabel 3.17, kriteria ini mendapatkan **nilai 0,8**.

#### 4.3.2.3. Aspek Komersial

##### 1. Daya Serap Pasar.

Faktor Daya Serap Pasar mempunyai pengaruh yang sangat besar dan mempunyai **Dampak Moderate** terhadap kelangsungan bisnis gas. Berdasarkan tabel 3.17, kriteria ini mendapatkan **nilai 0,6**.

##### 2. Lokasi Konsumen.

Lokasi Konsumen terhadap sumber pasokan gas mempunyai pengaruh yang cukup kecil dan mempunyai **Dampak Minor** terhadap kelangsungan bisnis gas. Berdasarkan tabel 3.17, kriteria ini mendapatkan **nilai 0,4**.

##### 3. Nilai Kalor Gas / *Gas Heating Value (GHV)*.

Faktor Nilai Kalor Gas / *Gas Heating Value (GHV)* mempunyai pengaruh yang sangat besar dan mempunyai **Dampak Major** terhadap kelangsungan bisnis gas. Berdasarkan tabel 3.17, kriteria ini mendapatkan **nilai 0,8**.

#### 4.3.2.4. Aspek Organisasi

##### 1. Sisa Perioda Kontrak.

Sisa Perioda Kontrak mempunyai pengaruh yang sangat kecil dan menimbulkan **Dampak Insignificant** terhadap kelangsungan bisnis gas. Berdasarkan tabel 3.17, kriteria ini mendapatkan **nilai 0,2**.

##### 2. Wilayah Kerja.

Faktor Wilayah Kerja mempunyai pengaruh yang cukup kecil dan mempunyai **Dampak Minor** terhadap kelangsungan bisnis gas. Berdasarkan tabel 3.17, kriteria ini mendapatkan **nilai 0,4**.

#### 4.3.2.5. Aspek Politik

##### 1. Stabilitas Politik.

Faktor Stabilitas Politik mempunyai pengaruh yang sangat besar dan mempunyai **Dampak Major** terhadap kelangsungan bisnis gas. Berdasarkan tabel 3.17, kriteria ini mendapatkan **nilai 0,8**.

##### 2. Lingkungan Sosial.

Sedangkan faktor Lingkungan Sosial mempunyai pengaruh yang sedang dan menimbulkan **Dampak Moderate** terhadap kelangsungan bisnis gas. Berdasarkan tabel 3.17, kriteria ini mendapatkan **nilai 0,6**.

#### 4.3.3. Tingkat Bahaya / Hazard

Penilaian Tingkat Bahaya / *Hazard* dilakukan terhadap 4 (empat) aspek, yaitu aspek Keselamatan, Keuangan, Lingkungan dan Reputasi.

##### 4.3.3.1. Aspek Keselamatan.

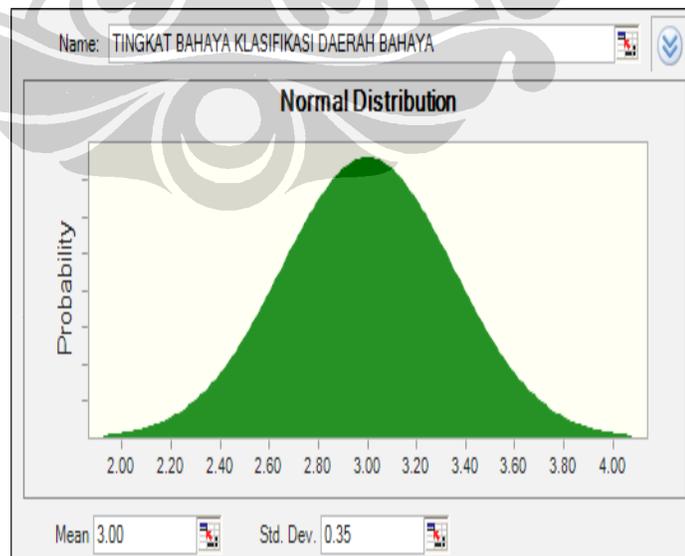
###### 1. Klasifikasi Daerah Bahaya.

Industri minyak dan gas berkaitan erat dengan lokasi kerja dan kondisi operasi yang berbahaya. Berdasarkan Panduan Umum Keselamatan dan Kesehatan Kerja PT Pertamina EP, daerah bahaya diklasifikasikan atas daerah yang tidak mengandung gas berbahaya, daerah yang mengandung gas berbahaya pada kondisi darurat, daerah

yang mungkin mengandung gas berbahaya pada kondisi normal dan daerah yang selalu mengandung gas berbahaya, Lokasi Gas Plant merupakan gabungan dari daerah yang mengandung gas berbahaya pada kondisi darurat, daerah yang mungkin mengandung gas berbahaya pada kondisi normal dan daerah yang selalu mengandung gas berbahaya, dengan mayoritas lokasi berada pada daerah yang mungkin mengandung gas berbahaya pada kondisi normal. Dari kondisi tersebut, distribusi kemungkinan dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Normal**. Berdasarkan tabel 4.19, kriteria ini mempunyai sebaran **nilai 2 - 4** dan **likeliest 3**.

**Tabel 4.19.** Tingkat Bahaya (*Hazard*) berdasarkan Daerah Bahaya

NO	KRITERIA	NILAI
1	Daerah yang tidak mengandung gas berbahaya	1
2	Daerah yang mengandung gas berbahaya pada kondisi darurat	2
3	Daerah yang mungkin mengandung gas berbahaya pada kondisi normal	3
4	Daerah yang selalu mengandung gas berbahaya dengan kadar hidrokarbon sampai dengan 10%	4
5	Daerah yang selalu mengandung gas berbahaya dengan kadar hidrokarbon lebih dari 10%	5



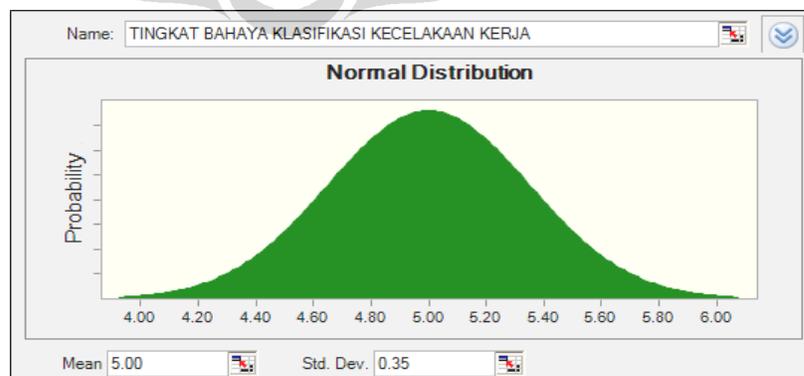
**Gambar 4.19** Tingkat Bahaya Klasifikasi Daerah Bahaya

## 2. Jenis Kecelakaan Kerja.

Industri minyak dan gas berkaitan erat dengan lokasi kerja dan kondisi operasi yang berbahaya. Berdasarkan Panduan Umum Keselamatan dan Kesehatan Kerja PT Pertamina EP, kecelakaan kerja dibedakan menjadi kejadian hampir celaka, kecelakaan kerja ringan, kecelakaan kerja sedang, kecelakaan kerja berat dan kecelakaan kerja fatal. Pada operasional Gas Plant, terjadinya kesalahan ataupun gangguan operasi akan menyebabkan timbulnya kecelakaan kerja, yaitu terjadi kecelakaan kerja ringan maupun kematian. Mayoritas kejadian yang timbul adalah kematian, di samping adanya kecelakaan yang sedang dan yang serius. Dari kondisi tersebut, distribusi kemungkinan dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Normal**. Berdasarkan tabel 4.20, kriteria ini mempunyai sebaran **nilai 4 - 5** dan **likeliest 5**.

**Tabel 4.20.** Tingkat Bahaya (*Hazard*) berdasarkan Kecelakaan Kerja

NO	KRITERIA	NILAI
1	Kejadian Hampir Celaka (Nearmiss)	1
2	Kecelakaan Kerja Ringan (First Aid)	2
3	Kecelakaan Kerja Sedang (Medical Treatment)	3
4	Kecelakaan Kerja Berat (Serious Injury / Invalid)	4
5	Kecelakaan Kerja Fatal (Fatality)	5



**Gambar 4.20** Tingkat Bahaya Klasifikasi Kecelakaan Kerja

#### 4.3.3.2. Aspek Keuangan

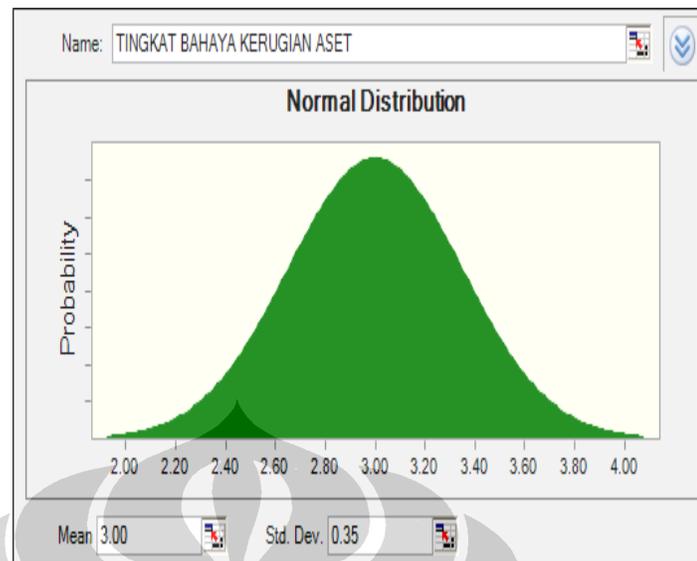
##### 1. Kerugian Aset.

Pengoperasian Gas Plant secara terus menerus akan menyebabkan terjadinya kerusakan pada peralatan. Untuk itu perlu dilakukan pemeliharaan dan perbaikan peralatan. Pelaksanaan pemeliharaan dan perbaikan peralatan dilakukan dengan waktu yang beragam, ada yang cepat dan ada yang lama, tergantung pada jenis kerusakan dan ketersediaan material/suku cadang. Biaya pemeliharaan dan perbaikan peralatanpun bervariasi, tergantung dengan jenis kerusakan peralatan.

Pada umumnya pemeliharaan dan perbaikan peralatan dilakukan dalam waktu yang pendek dan menengah dengan biaya antara Rp 500 juta sampai dengan Rp 10 Milyar. Dari kondisi tersebut, distribusi kemungkinan dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Normal**. Berdasarkan tabel 4.21, kriteria ini mempunyai sebaran nilai 2 – 4 dan likeliest 3.

**Tabel 4.21.** Tingkat Bahaya (*Hazard*) berdasarkan Kerugian Aset

NO	KRITERIA	NILAI
1	Aset dapat diperbaiki secara cepat dengan biaya perbaikan $\leq$ Rp 50 Juta	1
2	Aset dapat diperbaiki secara cepat dengan biaya perbaikan $>$ Rp 50 Juta dan $\leq$ Rp 500 Juta	2
3	Aset diperbaiki dalam waktu pendek dengan biaya perbaikan $>$ Rp 500 Juta dan $\leq$ Rp 5 Milyar	3
4	Aset diperbaiki dalam waktu lama dengan biaya perbaikan $>$ Rp 5 Milyar dan $\leq$ Rp 50 Milyar	4
5	Aset dapat diperbaiki dalam waktu yang sangat lama dengan biaya perbaikan $>$ Rp 50 Milyar	5



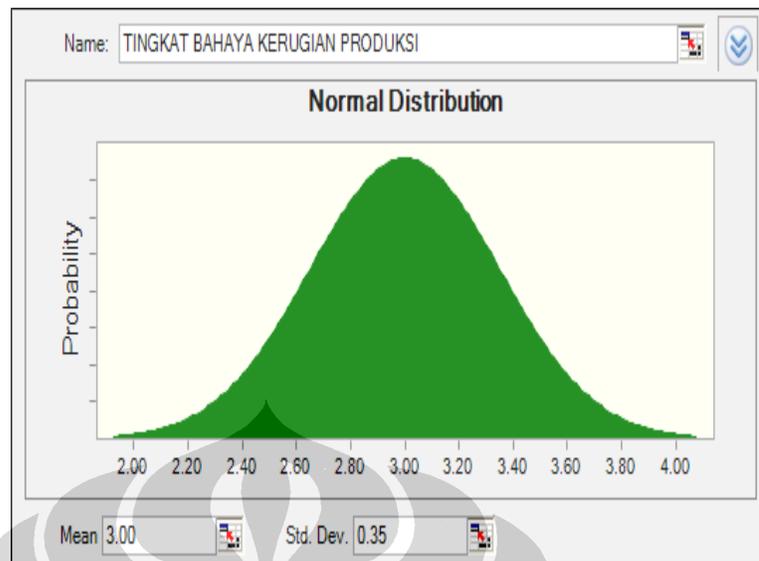
**Gambar 4.21** Tingkat Bahaya Kerugian Aset

## 2. Kerugian Produksi.

Kegagalan operasi Gas Plant akan menyebabkan terhentinya produksi, penyaluran dan penjualan gas ke konsumen. Hal itu berarti timbulnya kerugian finansial yang diakibatkan faktor produksi. Terhentinya operasi Gas Plant akan menyebabkan timbulnya kerugian finansial sebesar Rp 281,5 juta / jam. Dengan tingkat reliability mayoritas sebesar 90% - 95%, maka mayoritas potensi kerugian finansial yang terjadi sebesar Rp 28,2 Milyar sampai Rp 56,5 Milyar. Dari kondisi tersebut, distribusi kemungkinan dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Normal**. Berdasarkan tabel 4.22, kriteria ini mempunyai sebaran **nilai 2 - 3** dan **likeliest 3**.

**Tabel 4.22.** Tingkat Bahaya (*Hazard*) berdasarkan Kerugian Produksi

NO	KRITERIA	NILAI
1	Potensi kerugian produksi yang terjadi $\leq$ Rp 5 Milyar	1
2	Potensi kerugian produksi yang terjadi $>$ Rp 5 Milyar dan $\leq$ Rp 50 Milyar	2
3	Potensi kerugian produksi yang terjadi $>$ Rp 50 Milyar dan $\leq$ Rp 500 Milyar	3
4	Potensi kerugian produksi yang terjadi $>$ Rp 500 Milyar dan $\leq$ Rp 5 Trilyun	4
5	Potensi kerugian produksi yang terjadi $>$ Rp 5 Trilyun	5



**Gambar 4.22** Tingkat Bahaya Kerugian Produksi

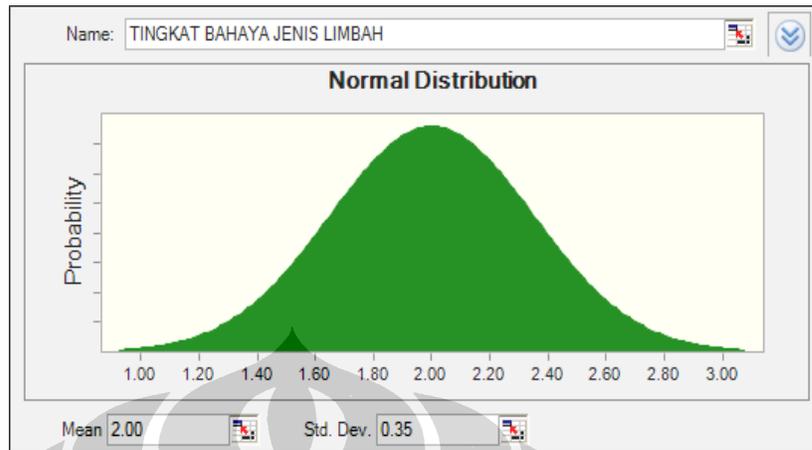
#### 4.3.3.3. Aspek Lingkungan

##### 1. Jenis Limbah.

Pada umumnya fluida yang diproduksi dari sumur merupakan fluida 3 fasa, yaitu campuran antara minyak bumi, gas bumi dan air. Jika terjadi kerusakan atau kebocoran pada peralatan, maka fluida dari sumur dapat mencemari lingkungan. Berdasarkan Panduan Umum Lindungan Lingkungan PT Pertamina EP, fluida yang mencemari lingkungan dapat berupa minyak, gas ataupun air. Dari kondisi tersebut, distribusi kemungkinan dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Normal**. Berdasarkan tabel 4.23, kriteria ini mempunyai sebaran **nilai 1 - 3** dan **likeliest 2**.

**Tabel 4.23.** Tingkat Bahaya (*Hazard*) berdasarkan Jenis Limbah

NO	KRITERIA	NILAI
1	Fluida yang tidak berbahaya (air)	1
2	Sweet Natural Gas	2
3	Sour Natural Gas atau Gas Yang Mudah Terbakar	3
4	Cairan Beracun atau Cairan Yang Mudah Terbakar	4
5	Minyak Mentah dan fraksi beratnya	5



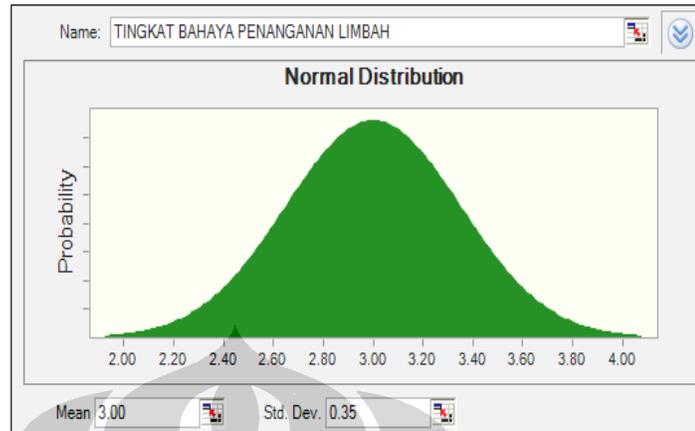
**Gambar 4.23** Tingkat Bahaya Jenis Limbah

## 2. Penanganan Limbah.

Tingkat bahaya pada aspek lingkungan juga dipengaruhi oleh metoda yang dipilih untuk penanganan limbah. Berdasarkan Panduan Umum Lindungan Lingkungan PT Pertamina EP, beberapa metoda yang digunakan untuk penanganan limbah adalah metoda isolasi lokasi limbah, isolasi dan relokasi limbah, rehabilitasi lahan, metoda bioremediasi dan program hijau. Pada umumnya metoda yang digunakan untuk penanganan limbah adalah rehabilitasi lahan, walaupun di sebagian lapangan masih menggunakan metoda isolasi dan relokasi limbah serta metoda bioremediasi. Dari kondisi tersebut, distribusi kemungkinan dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Normal**. Berdasarkan tabel 4.24, kriteria ini mempunyai sebaran nilai 2 - 4 dan **likeliest 3**.

**Tabel 4.24.** Tingkat Bahaya (*Hazard*) berdasarkan Penanganan Limbah

NO	KRITERIA	NILAI
1	Penanganan Limbah dengan Program Hijau	1
2	Penanganan Limbah dengan metoda Bioremediasi	2
3	Penanganan Limbah dengan Rehabilitasi Lahan	3
4	Penanganan Limbah dengan metoda Isolasi dan Relokasi Limbah	4
5	Penanganan Limbah dengan metoda Isolasi Lokasi Limbah	5



**Gambar 4.24** Tingkat Bahaya Penanganan Limbah

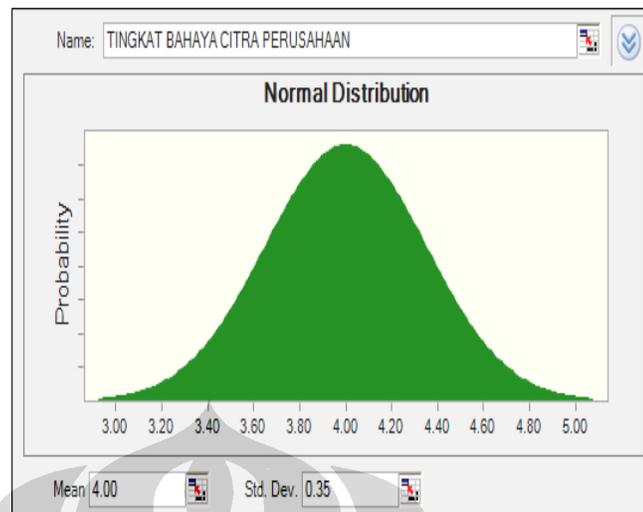
#### 4.3.3.4. Aspek Reputasi

##### 1. Citra Perusahaan

PT Pertamina EP merupakan anak perusahaan PT Pertamina (Persero) dengan wilayah kerja yang tersebar dari Provinsi NAD hingga Papua, sehingga hal-hal yang berkaitan dengan prestasi dan kegagalan PT Pertamina EP akan diketahui oleh masyarakat luas di Indonesia, dari Sabang sampai Merauke. Bahkan tidak jarang berita tentang PT Pertamina EP menjadi topik pembicaraan negara-negara di Asia Tenggara, bahkan pada tingkat regional Asia. Dari kondisi tersebut, distribusi kemungkinan dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Normal**. Berdasarkan tabel 4.25, kriteria ini mempunyai sebaran **nilai 3 - 5** dan **likeliest 4**.

**Tabel 4.25.** Tingkat Bahaya (*Hazard*) berdasarkan Citra Perusahaan

NO	KRITERIA	NILAI
1	Resiko yang terjadi berada dalam cakupan wilayah lokal	1
2	Resiko yang terjadi berada dalam cakupan wilayah kabupaten / kotamadya	2
3	Resiko yang terjadi berada dalam cakupan wilayah provinsi	3
4	Resiko yang terjadi berada dalam cakupan wilayah nasional	4
5	Resiko yang terjadi berada dalam cakupan wilayah internasional	5



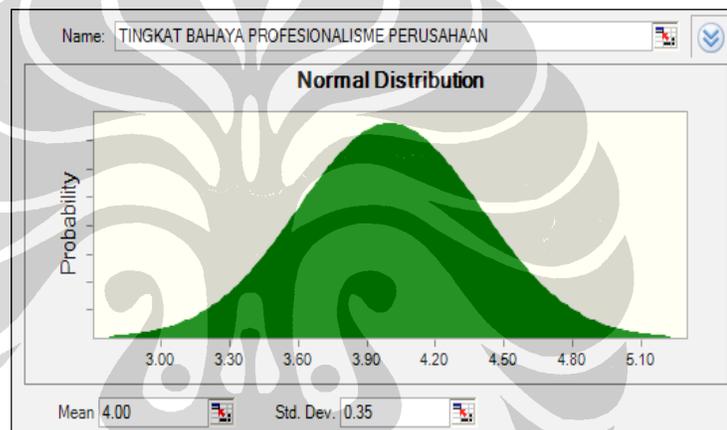
**Gambar 4.25** Tingkat Bahaya Citra Perusahaan

## 2. Profesionalisme Perusahaan

Profesionalisme perusahaan berkaitan erat dengan kompetensi SDM dan sistem kerja di perusahaan tersebut. Keberhasilan dan kegagalan PT Pertamina EP akan menunjukkan profesionalisme perusahaan dalam pengelolaan perusahaan dan menjadi berita hangat dari Provinsi NAD hingga Papua. PT Pertamina EP merupakan perusahaan nasional Indonesia dengan wilayah kerja yang tersebar dari Sabang hingga Merauke. Di samping itu PT Pertamina EP juga dianggap pembanding dan kompetitor perusahaan-perusahaan penghasil minyak dan gas di wilayah Asia Tenggara. Dari kondisi tersebut, distribusi kemungkinan dari kriteria ini dimodelkan dengan **Distribusi Normal**. Berdasarkan tabel 4.26, kriteria ini mempunyai sebaran **nilai 3 - 5** dan **likeliest 4**.

**Tabel 4.26.** Tingkat Bahaya (*Hazard*) berdasarkan Profesionalisme Perusahaan

NO	KRITERIA	NILAI
1	Kategori 5 perusahaan terbaik dunia	1
2	Kategori perusahaan kelas dunia	2
3	Kategori perusahaan kelas regional	3
4	Kategori perusahaan nasional	4
5	Kategori perusahaan lokal	5

**Gambar 4.26** Tingkat Bahaya Profesionalisme Perusahaan

Dari data-data tersebut di atas, maka penilaian faktor-faktor resiko dapat disusun dalam tabel 4.27 sebagai berikut,

Tabel 4.27 Penilaian Faktor- faktor Resiko Tiap Aspek

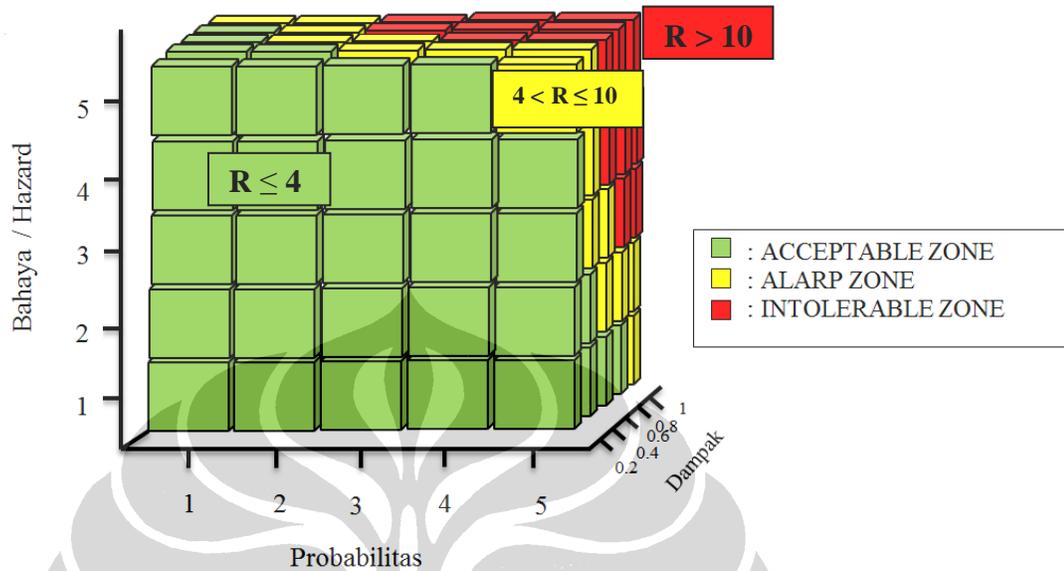
NO	KRITERIA PROBABILITAS RESIKO	DISTRIBUSI	RENTANG NILAI	LIKELIEST
A	ASPEK TEKNIS			
1	Cadangan gas awal	<i>Triangular</i>	2 – 4	3
2	Cadangan terambil maksimum	<i>Triangular</i>	1 – 3	2
3	Cadangan sisa	<i>Triangular</i>	1 – 3	2
4	Laju pengurangan	<i>Triangular</i>	2 – 4	3
5	Teknologi	<i>Normal</i>	3 – 5	4
6	Pemeliharaan	<i>Normal</i>	2 – 4	3
7	Kehandalan	<i>Triangular</i>	2 – 3	2
B	ASPEK EKONOMIS			
1	Harga gas	<i>Triangular</i>	4 – 5	4
2	Biaya produksi	<i>Triangular</i>	2 – 4	3
C	ASPEK KOMERSIAL			
1	Daya Serap Pasar	<i>Normal</i>	1 – 2	1
2	Lokasi konsumen	<i>Triangular</i>	4 – 5	5
3	Nilai kalor	<i>Triangular</i>	2 – 3	3
D	ASPEK ORGANISASI			
1	Sisa Perioda Kontrak	<i>Triangular</i>	1 – 2	1
2	Wilayah Kerja	<i>Normal</i>	1 – 3	2
E	ASPEK POLITIK			
1	Stabilitas Politik	<i>Normal</i>	3 – 4	3
2	Lingkungan Sosial	<i>Normal</i>	1 – 2	1
NO	KRITERIA DAMPAK RESIKO	DAMPAK		NILAI
A	ASPEK TEKNIS			
1	Cadangan gas awal	<i>Minor</i>	-	0,4
2	Cadangan terambil maksimum	<i>Moderate</i>	-	0,6
3	Cadangan sisa	<i>Major</i>	-	0,8
4	Laju Pengurangan	<i>Catastrophic</i>	-	1
5	Teknologi	<i>Major</i>	-	0,8
6	Pemeliharaan	<i>Major</i>	-	0,8
7	Kehandalan	<i>Catastrophic</i>	-	1
B	ASPEK EKONOMIS			
1	Harga gas	<i>Major</i>	-	0,8

Tabel 4.27 Penilaian Faktor- faktor Resiko Tiap Aspek (lanjutan)

NO	KRITERIA DAMPAK RESIKO	DAMPAK		NILAI
2	Biaya produksi	<i>Moderate</i>	-	0,6
<b>C ASPEK KOMERSIAL</b>				
1	Daya Serap Pasar	<i>Moderate</i>	-	0,6
2	Lokasi konsumen	<i>Minor</i>	-	0,4
3	<i>Gas Heating Value (GHV)</i>	<i>Major</i>	-	0,8
<b>D ASPEK ORGANISASI</b>				
1	Sisa Perioda Kontrak	<i>Insignificant</i>	-	0,2
2	Wilayah Kerja	<i>Minor</i>	-	0,4
<b>E ASPEK POLITIK</b>				
1	Stabilitas Politik	<i>Major</i>	-	0,8
2	Lingkungan Sosial	<i>Moderate</i>	-	0,6
NO	KRITERIA TINGKAT BAHAYA (HAZARD)		NILAI	NILAI
<b>A ASPEK KESELAMATAN</b>				
1	Lokasi Kerja	<i>Normal</i>	2 – 4	3
2	Jenis Kecelakaan Kerja	<i>Normal</i>	4 – 5	5
<b>B ASPEK FINANSIAL</b>				
1	Kerugian Aset	<i>Normal</i>	2 – 4	3
2	Kerugian Produksi	<i>Normal</i>	2 - 3	3
<b>C ASPEK LINGKUNGAN</b>				
1	Jenis Limbah	<i>Normal</i>	1 - 3	2
2	Penanganan Limbah	<i>Normal</i>	2 - 4	3
<b>D ASPEK REPUTASI</b>				
1	Citra Perusahaan	<i>Normal</i>	3 - 5	4
2	Profesionalisme	<i>Normal</i>	3 - 5	4

Dari data-data tersebut di atas kemudian dilakukan perhitungan potensi resiko dari masing-masing aspek dan total potensi resiko. Dengan menggunakan persamaan (3.6), perhitungan tingkat resiko dari proyek pembangunan fasilitas gas bumi menghasilkan nilai **6.26**.

Tabel 4.28 Bagan Risk Matrix



Berdasarkan Matriks Resiko 5 x 5 x 5 tersebut, maka tingkat resiko proyek pembangunan fasilitas gas bumi berada pada kategori zona resiko *As Low As Reasonable Practise (ALARP)*.

#### 4.4. Forecast Resiko

Resiko merupakan nilai perkalian dari probabilitas, dampak dan bahaya (*hazard*) yang terkandung di dalam setiap aktifitas yang dilakukan, yang dapat dinyatakan dengan persamaan :

$$R = \frac{\sum_{i=1}^k g_i \left\{ \frac{\sum_{i=1}^k f_i \left( \frac{\sum_{i=1}^m x_i p_i \cdot \sum_{i=1}^n y_i d_i \cdot \sum_{i=1}^o z_i b_i}{\sum_{i=1}^m x_i \cdot \sum_{i=1}^n y_i \cdot \sum_{i=1}^o z_i} \right)}{\sum_{i=1}^k f_i} \right\}}{\sum_{i=1}^k g_i} \quad (4.1)$$

dengan,

R = Tingkat Resiko Investasi

p = Tingkat Probabilitas Terjadinya Resiko

d = Tingkat Dampak Resiko

b = Tingkat Bahaya (*Hazard*) Yang Ditimbulkan

Dari rumus di atas dijabarkan untuk masing-masing aspek menjadi persamaan-persamaan berikut

$$\text{Forecast Resiko} = \text{Resiko Teknis} + \text{Resiko Ekonomis} + \text{Resiko Komersial} + \text{Resiko Organisasi} + \text{Resiko Politik.} \quad (4.2)$$

*Resiko Teknis*

$$= \left( \frac{a_{T_1} \cdot p_{T_1} \cdot d_{T_1} + a_{T_2} \cdot p_{T_2} \cdot d_{T_2} + a_{T_3} \cdot p_{T_3} \cdot d_{T_3} + \dots + a_{T_n} \cdot p_{T_n} \cdot d_{T_n}}{a_{T_1} + a_{T_2} + a_{T_3} + a_{T_4} + a_{T_5} + a_{T_6} + a_{T_7}} \right) \times \left( \frac{b_1 \cdot b_{s_1} + b_1 \cdot b_{s_2} + b_2 \cdot b_{f_1} + b_2 \cdot b_{f_2} + b_2 \cdot b_{l_1} + b_2 \cdot b_{l_2} + b_4 \cdot b_{r_1} + b_4 \cdot b_{r_2}}{b_1 + b_1 + b_2 + b_2 + b_2 + b_2 + b_4 + b_4} \right)$$

$$\text{Resiko Ekonomis} = \left( \frac{a_{E_1} \cdot p_{E_1} \cdot d_{E_1} + a_{E_2} \cdot p_{E_2} \cdot d_{E_2}}{a_{E_1} + a_{E_2}} \right) \times \left( \frac{b_1 \cdot b_{s_1} + b_1 \cdot b_{s_2} + b_2 \cdot b_{f_1} + b_2 \cdot b_{f_2} + b_2 \cdot b_{l_1} + b_2 \cdot b_{l_2} + b_4 \cdot b_{r_1} + b_4 \cdot b_{r_2}}{b_1 + b_1 + b_2 + b_2 + b_2 + b_2 + b_4 + b_4} \right)$$

*Resiko Komersial*

$$= \left( \frac{a_{K_1} \cdot p_{K_1} \cdot d_{K_1} + a_{K_2} \cdot p_{K_2} \cdot d_{K_2} + a_{K_3} \cdot p_{K_3} \cdot d_{K_3}}{a_{K_1} + a_{K_2} + a_{K_3}} \right) \times \left( \frac{b_1 \cdot b_{s_1} + b_1 \cdot b_{s_2} + b_2 \cdot b_{f_1} + b_2 \cdot b_{f_2} + b_2 \cdot b_{l_1} + b_2 \cdot b_{l_2} + b_4 \cdot b_{r_1} + b_4 \cdot b_{r_2}}{b_1 + b_1 + b_2 + b_2 + b_2 + b_2 + b_4 + b_4} \right)$$

*Resiko Organisasi*

$$= \left( \frac{a_{O_1} \cdot p_{O_1} \cdot d_{O_1} + a_{O_2} \cdot p_{O_2} \cdot d_{O_2}}{a_{O_1} + a_{O_2}} \right) \times \left( \frac{b_1 \cdot b_{s_1} + b_1 \cdot b_{s_2} + b_2 \cdot b_{f_1} + b_2 \cdot b_{f_2} + b_3 \cdot b_{l_1} + b_3 \cdot b_{l_2} + b_4 \cdot b_{r_1} + b_4 \cdot b_{r_2}}{b_1 + b_1 + b_2 + b_2 + b_3 + b_3 + b_4 + b_4} \right)$$

*Resiko Politik*

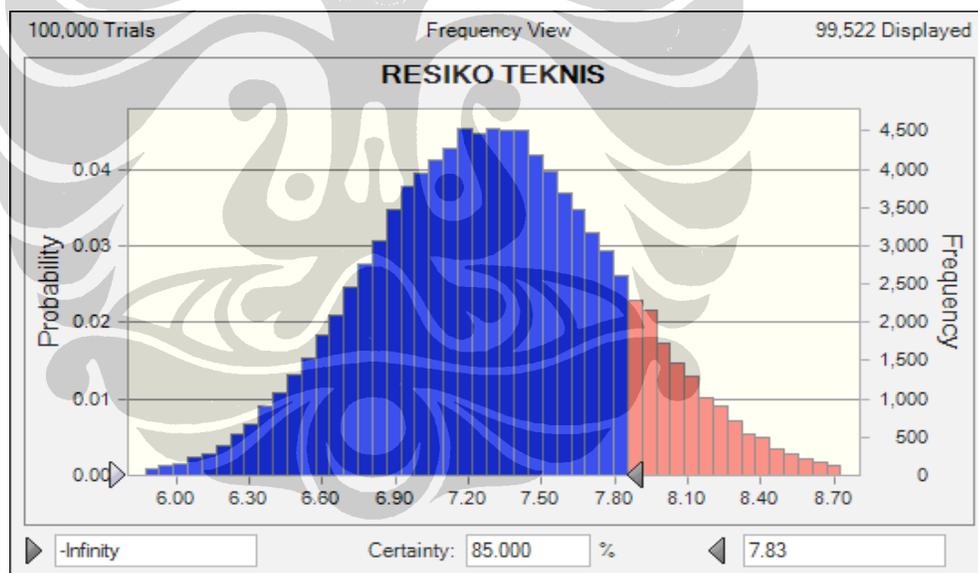
$$= \left( \frac{a_{p_1} \cdot p_{p_1} \cdot d_{p_1} + a_{p_2} \cdot p_{p_2} \cdot d_{p_2}}{a_{p_1} + a_{p_2}} \right) \times \left( \frac{b_1 \cdot b_{s_1} + b_1 \cdot b_{s_2} + b_2 \cdot b_{f_1} + b_2 \cdot b_{f_2} + b_3 \cdot b_{i_1} + b_3 \cdot b_{i_2} + b_4 \cdot b_{r_1} + b_4 \cdot b_{r_2}}{b_1 + b_1 + b_2 + b_2 + b_3 + b_3 + b_4 + b_4} \right)$$

#### 4.5. Simulasi *Montecarlo*

Dari pemodelan resiko proyek pembangunan fasilitas gas bumi tersebut kemudian dilakukan simulasi *Montecarlo* dengan menggunakan perangkat lunak *Crystal Ball* untuk penghitungan resiko yang dilakukan sebanyak 100.000 kali dengan tingkat perolehan kepastian sebesar 95%.

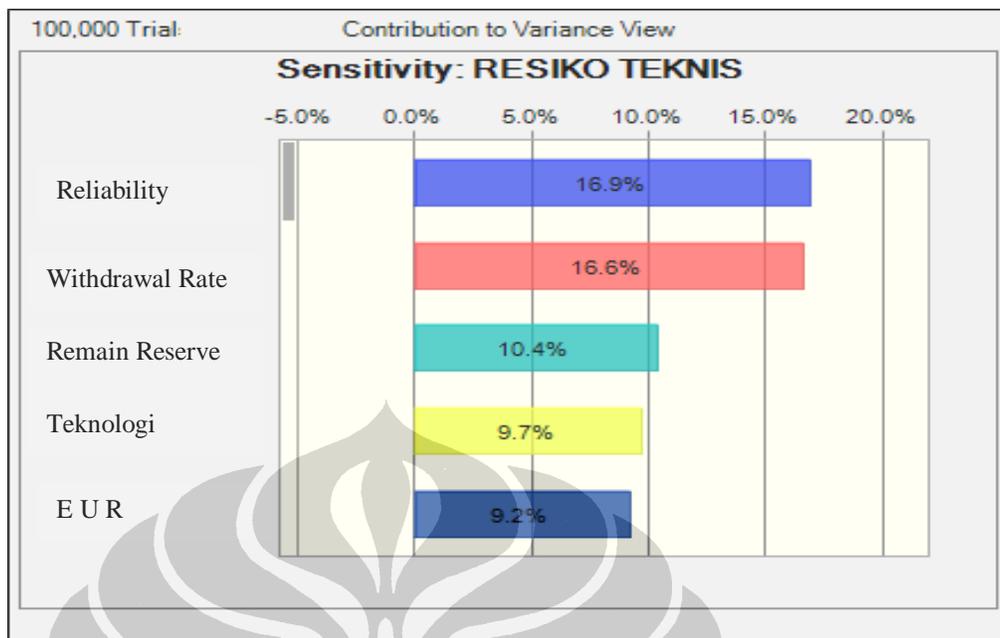
Simulasi dilakukan untuk mendapatkan kemungkinan resiko terhadap aspek-aspek resiko sebagai berikut :

##### 1. Aspek Teknis.



**Gambar 4.27.** *Forecast* Resiko Teknis

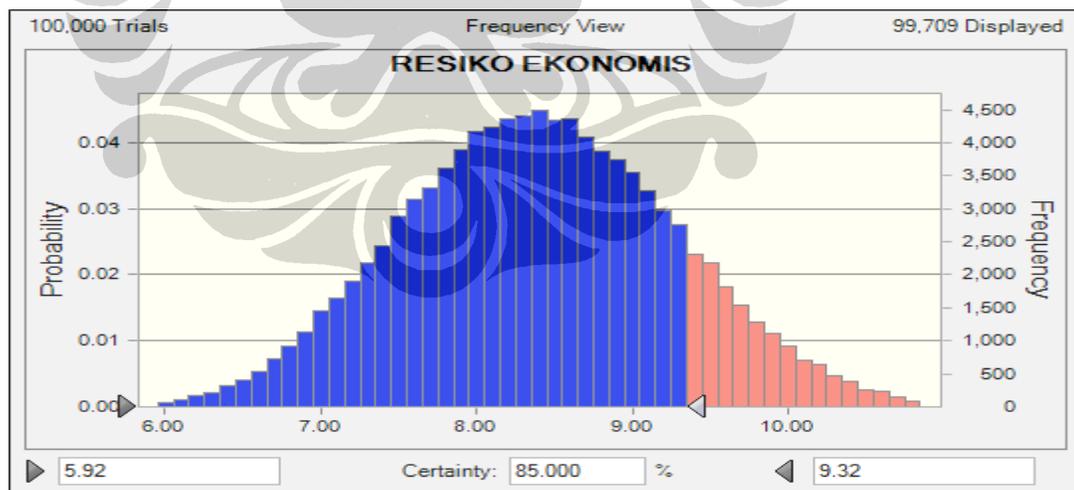
Hasil simulasi menunjukkan bahwa sebaran resiko berada di antara nilai 5,90 sampai 8,70 dan pada tingkat kepastian 85%, nilai resiko sebesar 7,83.



**Gambar 4.28.** Sensitivity Resiko Teknis

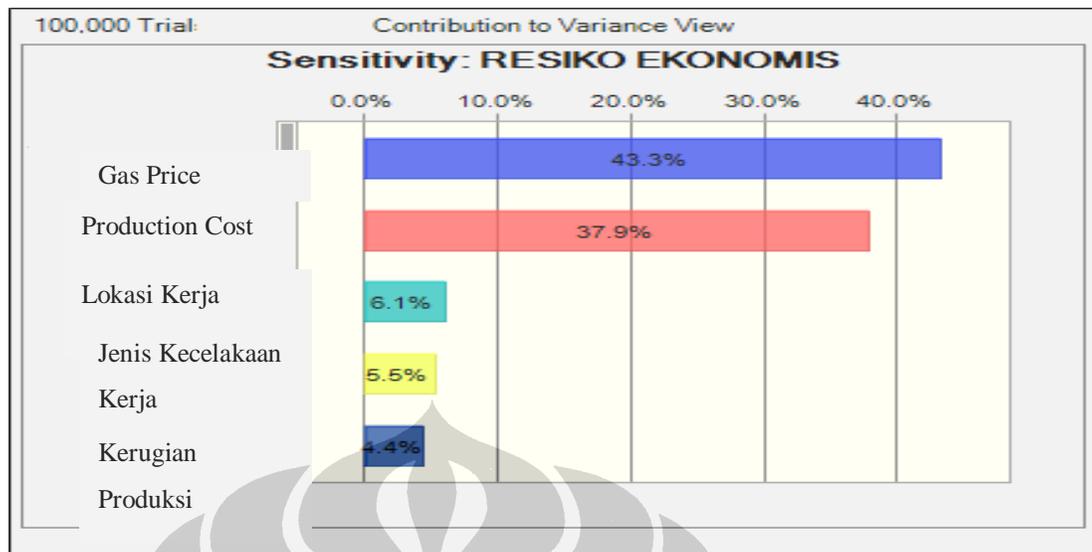
Hasil analisa sensitivitas menunjukkan bahwa nilai resiko teknis sangat dipengaruhi oleh faktor *reliability*, *withdrawal rate*, *remain reserve*, teknologi dan EUR.

## 2. Aspek Ekonomis.



**Gambar 4.29.** Forecast Resiko Ekonomis

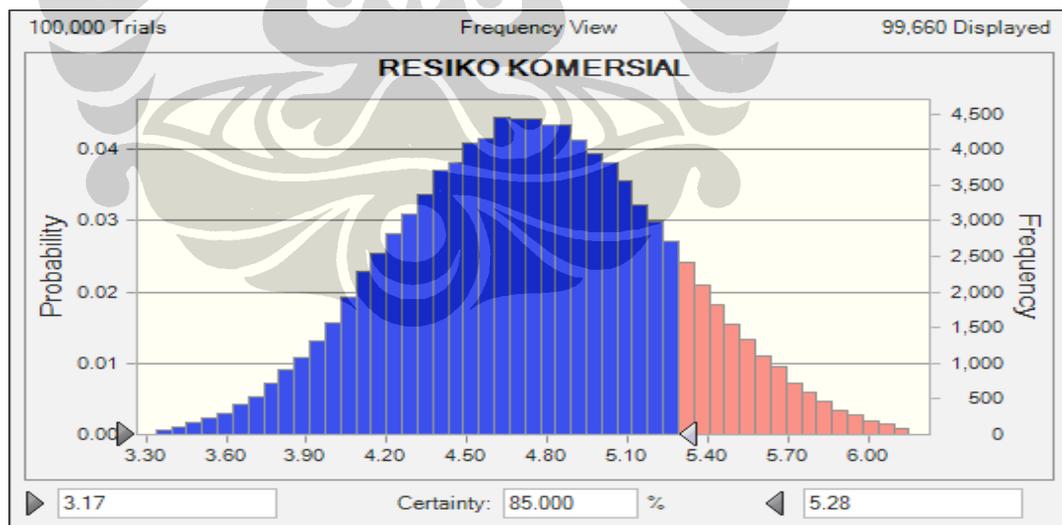
Hasil simulasi menunjukkan bahwa sebaran resiko berada di antara nilai 5,92 sampai 10,80 dan pada tingkat kepastian 85%, nilai resiko sebesar 9,32.



**Gambar 4.30.** Sensitivitas Resiko Ekonomis

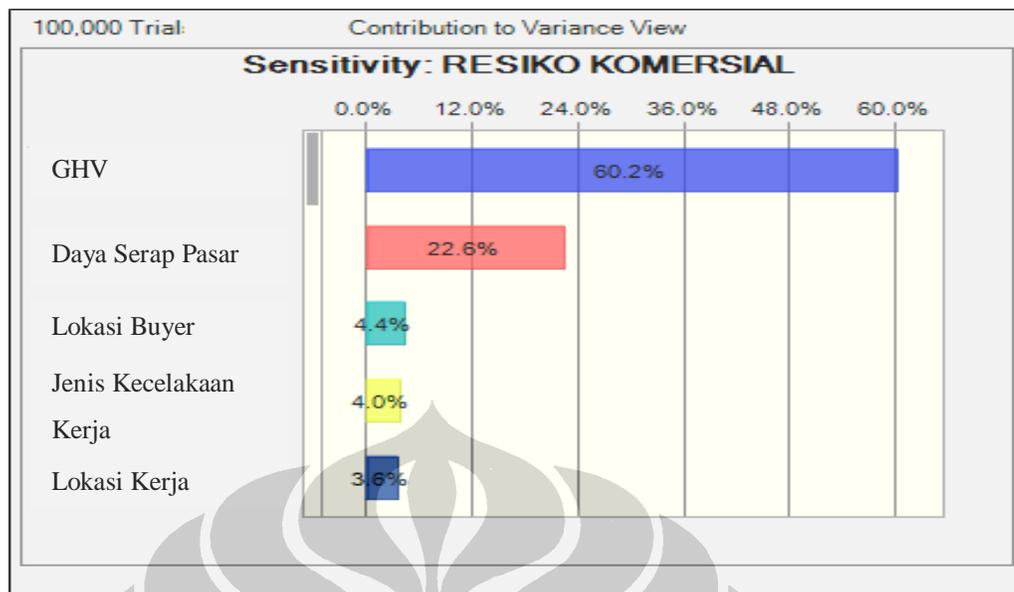
Hasil analisa sensitivitas menunjukkan bahwa nilai resiko ekonomis sangat dipengaruhi oleh faktor biaya produksi, harga gas, lokasi kerja, jenis kecelakaan kerja dan kerugian produksi.

### 3. Aspek Komersial.



**Gambar 4.31.** Forecast Resiko Komersial

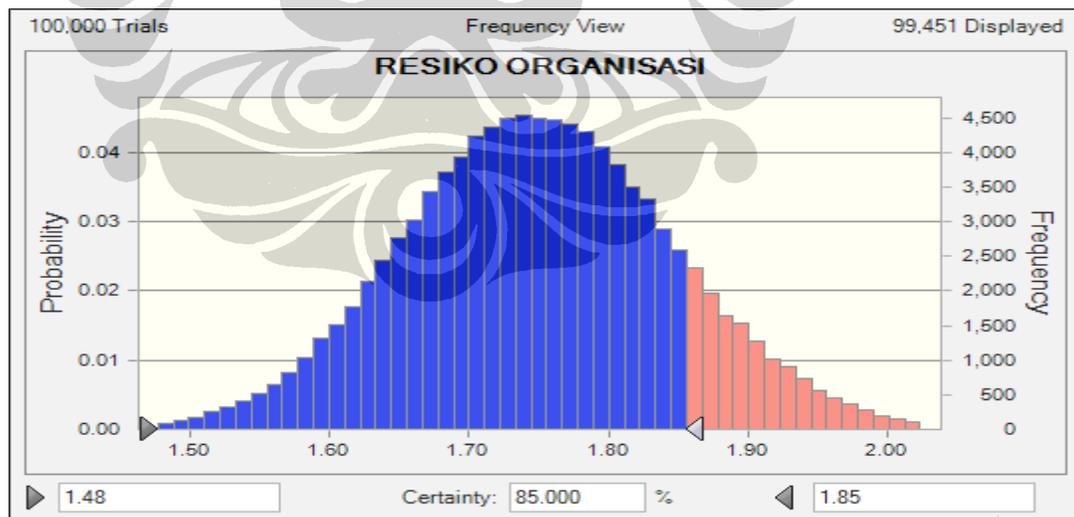
Hasil simulasi menunjukkan bahwa sebaran resiko berada di antara nilai 3,17 sampai 6,15 dan pada tingkat kepastian 85%, nilai resiko sebesar 5,28.



**Gambar 4.32.** Sensitivitas Resiko Komersial

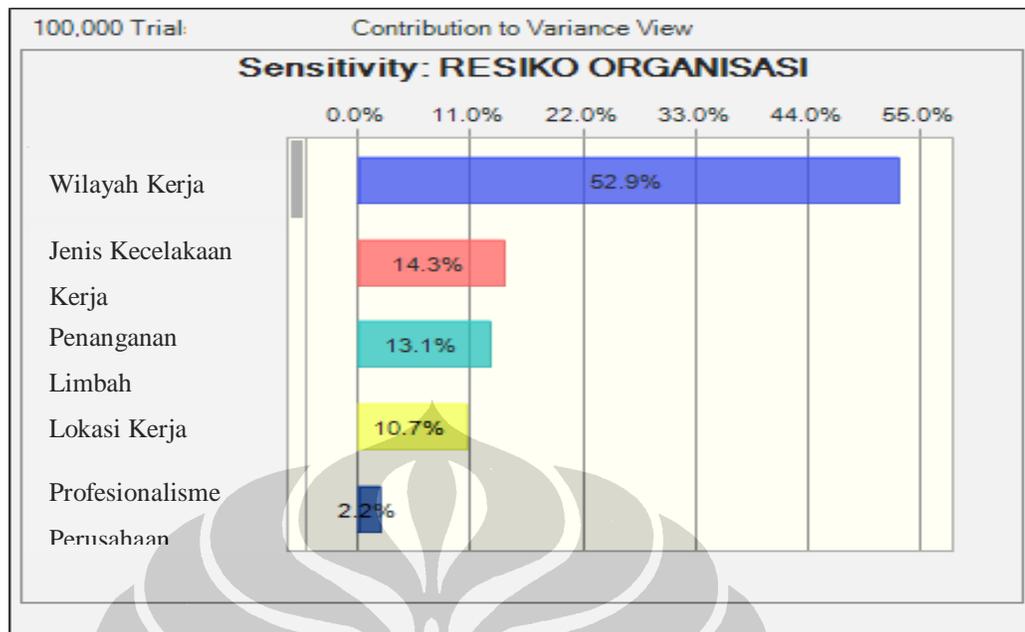
Hasil analisa sensitivitas menunjukkan bahwa nilai resiko komersial sangat dipengaruhi oleh faktor GHV, daya serap pasar, lokasi konsumen, jenis kecelakaan kerja dan lokasi kerja.

#### 4. Aspek Organisasi.



**Gambar 4.33.** Forecast Resiko Organisasi

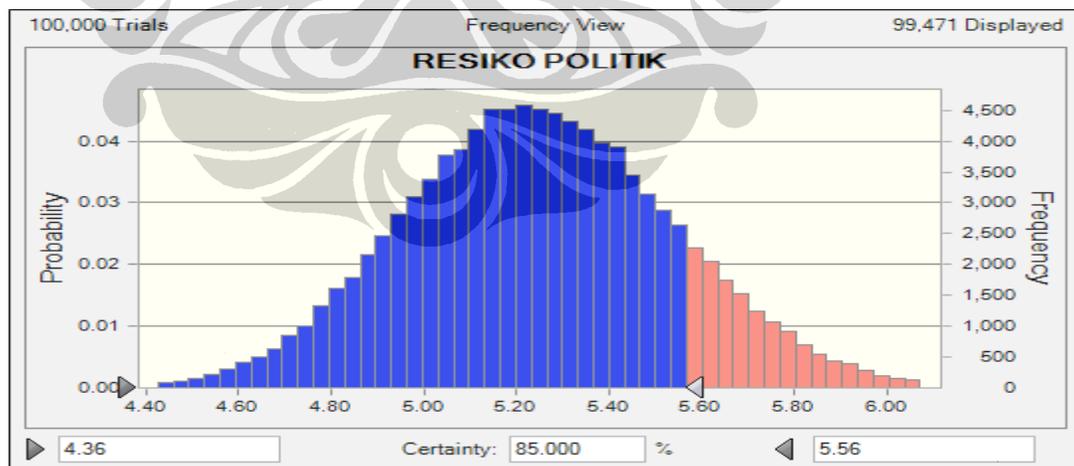
Hasil simulasi menunjukkan bahwa sebaran resiko berada di antara nilai 1,48 sampai 2,10 dan pada tingkat kepastian 85%, nilai resiko sebesar 1,85.



**Gambar 4.34.** Sensitivitas Resiko Organisasi

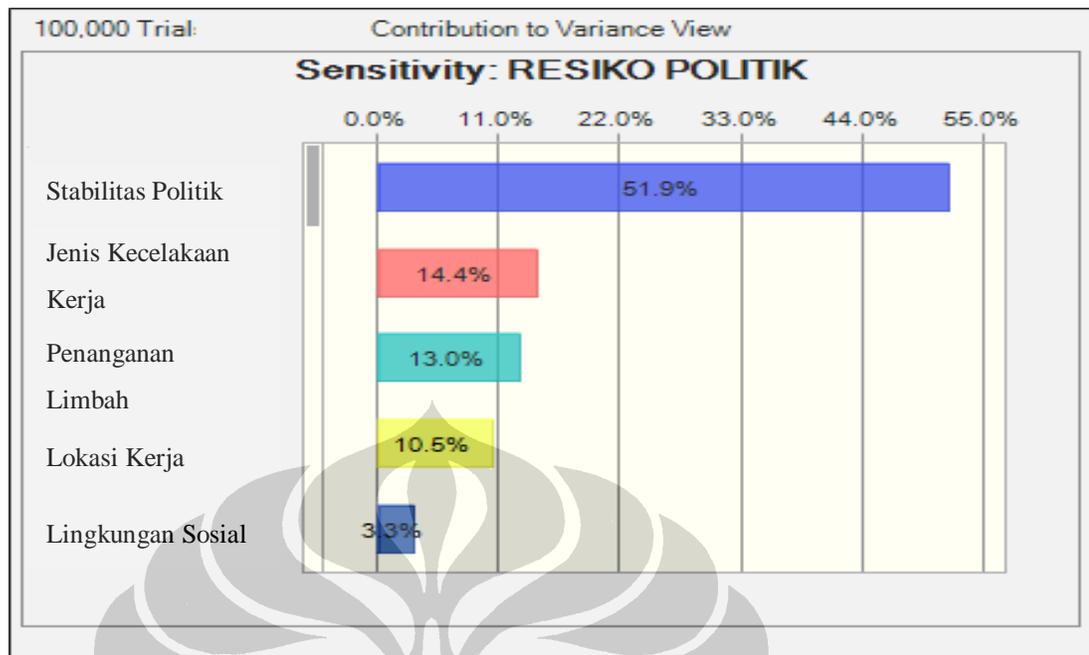
Hasil analisa sensitivitas menunjukkan bahwa nilai resiko organisasi sangat dipengaruhi oleh faktor wilayah kerja, jenis kecelakaan kerja, penanganan limbah, lokasi kerja dan profesionalisme perusahaan.

#### 5. Aspek Politik.



**Gambar 4.35.** Forecast Resiko Politik

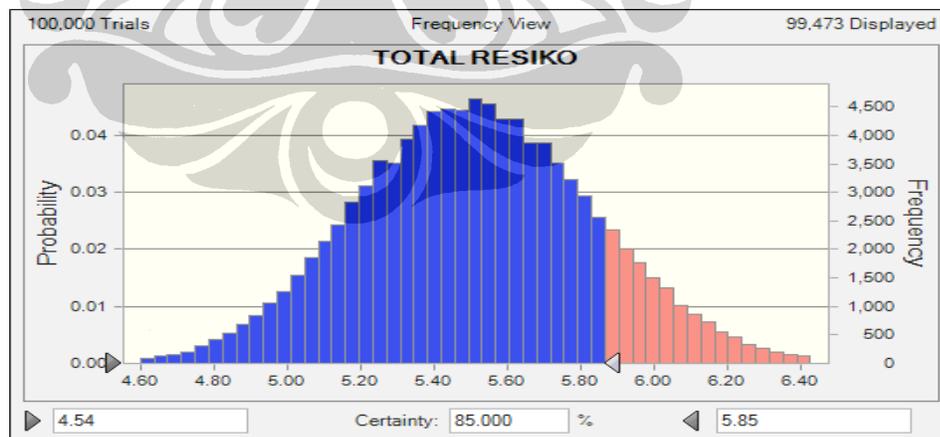
Hasil simulasi menunjukkan bahwa sebaran resiko berada di antara nilai 4,36 sampai 6,10 dan pada tingkat kepastian 85%, nilai resiko sebesar 5,56.



**Gambar 4.36.** Sensitivitas Resiko Politik

Hasil analisa sensitivitas menunjukkan bahwa nilai resiko politik sangat dipengaruhi oleh faktor stabilitas politik, jenis kecelakaan kerja, penanganan limbah, lokasi kerja dan lingkungan sosial.

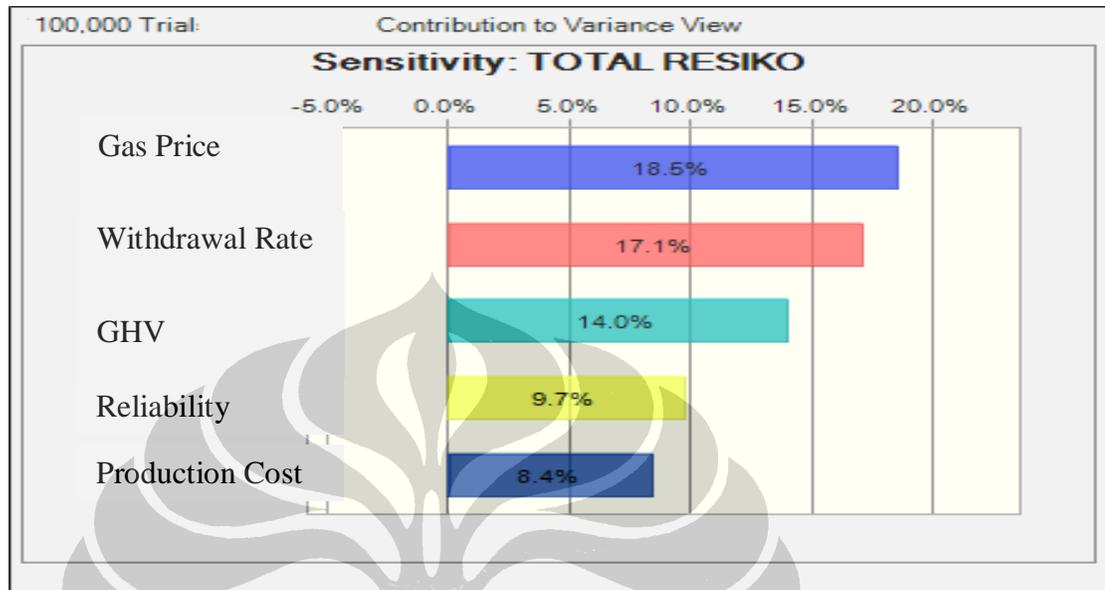
#### 6. Total Resiko



**Gambar 4.37.** Forecast Total Resiko

Hasil simulasi menunjukkan bahwa sebaran resiko berada di antara nilai 4,54 sampai 6,40 dan pada tingkat kepastian 85%, nilai resiko sebesar 5,85.

Adapun analisa sensitivitas yang dilakukan pada Total Resiko mendapatkan hasil sebagai berikut :



**Gambar 4.38.** Sensitivitas Total Resiko

Dari hasil analisis sensitivitas tersebut di atas, maka dapat diketahui bahwa untuk menurunkan resiko investasi proyek pembangunan fasilitas gas bumi perlu difokuskan pada faktor-faktor *gas price*, *withdrawal rate*, GHV, *reliability* dan *production cost*.

#### 4.6. Kebutuhan Biaya.

Pengembangan struktur A untuk memproduksi gas sebesar 105 mmscfd membutuhkan biaya investasi dan biaya operasi. Biaya investasi yang diperlukan terdiri dari biaya pemboran sumur gas dan biaya pembangunan Fasilitas Gas Bumi. Sedangkan biaya operasi yang diperlukan adalah biaya pengoperasian dan pemeliharaan Fasilitas Gas Bumi, yang meliputi jalur pipa *flowline*, Gas Plant dan jalur pipa *trunkline* ke sistem Transportasi Gas Medan.

#### 4.6.1. Biaya Investasi.

Biaya Investasi yang dibutuhkan pada Proyek Pembangunan Fasilitas Gas Bumi ini terdiri dari biaya investasi :

1. Pemboran Sumur Gas.
2. Pembangunan Fasilitas Gas Bumi.

##### 4.6.1.1. Biaya Investasi Pemboran Sumur Gas.

Berdasarkan Rencana Pengembangan Lapangan (*Plan Of Development / POD*), jumlah sumur yang digunakan untuk menghasilkan gas sebesar 105 mmscfd sebanyak 14 sumur gas. Biaya investasi pemboran sumur gas terdiri dari :

- |   |                    |
|---|--------------------|
| 1. Biaya Penyiapan Lokasi Pemboran          | : US\$ 1,122,200.  |
| 2. Biaya Pemboran dan Kompleksi             | : US\$ 78,554,000. |
| 3. Total Biaya Investasi Pemboran Sumur Gas | : US\$ 79,676,200. |

##### 4.6.1.2. Biaya Investasi Pembangunan Fasilitas Gas Bumi.

Biaya investasi pembangunan Fasilitas Gas Bumi meliputi biaya pembangunan jalur pipa flowline dari 14 sumur gas ke *Central Processing Plant (CPP)*, biaya pembangunan *Central Processing Plant (CPP)* dan biaya pembangunan jalur pipa trunkline dari *Central Processing Plant (CPP)* ke Tie In Sistem Transportasi Gas Medan di Pangkalan Berandan. Jalur pipa trunkline terdiri jalur pipa *onshore* sepanjang 6,79 km dan jalur pipa *offshore* sepanjang 7,09 km.

Biaya investasi pembangunan fasilitas gas bumi terdiri dari :

- |   |                    |
|---|--------------------|
| 1. Biaya Pembangunan <i>Flowline</i>        | : US\$ 2,755,200.  |
| 2. Biaya Pembangunan CPP                    | : US\$ 22,915,370. |
| 3. Biaya Pembangunan <i>Trunkline</i>       | : US\$ 4,549,800.  |
| 4. Total Biaya Investasi Fasilitas Gas Bumi | : US\$ 30,220,370. |

Maka,

Total biaya investasi yang diperlukan sebesar **US\$ 109,896,570.**

#### 4.6.2. Biaya Operasi & Pemeliharaan.

Perhitungan Biaya Operasi dan Pemeliharaan meliputi biaya pengoperasian dan pemeliharaan pada :

1. Sumur gas.
2. Jalur pipa flowline dari sumur gas ke *Central Processing Plant* (CPP).
3. *Central Processing Plant* (CPP).
4. Jalur pipa *trunkline* dari *Central Processing Plant* (CPP) ke *Tie In* Sistem Transportasi Gas Medan di Pangkalan Berandan.

##### 4.6.2.1. Biaya Operasi & Pemeliharaan Sumur Gas.

Biaya pengoperasian dan pemeliharaan sumur gas terdiri dari :

- |   |                           |
|---|---------------------------|
| 1. Biaya <i>Gas Well Checker</i>                      | : US\$ 35,823 / tahun.    |
| 2. Biaya Perawatan Sumur Gas                          | : US\$ 1,260,000 / tahun. |
| 3. Total Biaya Operasi & Pemeliharaan <i>Flowline</i> | : US\$ 1,295,823 / tahun. |

##### 4.6.2.2. Biaya Operasi & Pemeliharaan Flowline.

Biaya pengoperasian dan pemeliharaan flowline terdiri dari :

- |   |                        |
|---|------------------------|
| 1. Biaya <i>Flowline Pipe Checker</i>                 | : US\$ 35,823 / tahun. |
| 2. Biaya Pemeliharaan Pipa <i>Flowline</i>            | : US\$ 45,594 / tahun. |
| 3. Total Biaya Operasi & Pemeliharaan <i>Flowline</i> | : US\$ 81,417 / tahun. |

##### 4.6.2.3. Biaya Operasi & Pemeliharaan CPP.

Adapun biaya pengoperasian dan pemeliharaan CPP terdiri dari :

- |   |                          |
|---|--------------------------|
| 1. Biaya Operasi Rutin                    | : US\$ 309,676 / tahun.  |
| 2. Biaya Pemeliharaan Rutin               | : US\$ 190,651 / tahun.  |
| 3. Biaya Pemeliharaan Non Rutin           | : US\$ 805,217 / tahun.  |
| 4. Total Biaya Operasi & Pemeliharaan CPP | : US\$ 1,305,544 / tahun |

#### 4.6.2.4. Biaya Operasi & Pemeliharaan *Trunkline*.

Sedangkan biaya pengoperasian dan pemeliharaan *Trunkline* terdiri dari :

- |  |                         |
|--|-------------------------|
| 1. Biaya <i>Onshore Trunkline Pipe Checker</i>         | : US\$ 17,912 / tahun.  |
| 2. Biaya <i>Offshore Trunkline Pipe Checker</i>        | : US\$ 105,911 / tahun. |
| 3. Biaya Pemeliharaan Rutin Pipa <i>Trunkline</i>      | : US\$ 68,758 / tahun.  |
| 4. Biaya Pemeliharaan Non Rutin Pipa <i>Trunkline</i>  | : US\$ 207,800 / tahun. |
| 5. Total Biaya Operasi & Pemeliharaan <i>Trunkline</i> | : US\$ 400,381 / tahun. |

Maka,

Total kebutuhan biaya operasi & pemeliharaan sebesar **US\$ 3,083,165 / tahun.**

#### 4.7. Perhitungan Keekonomian

Perhitungan keekonomian yang dilakukan terhadap proyek pembangunan fasilitas gas bumi ini dilakukan untuk mengevaluasi kelayakan keekonomian investasi. Perhitungan keekonomian proyek dilakukan berdasarkan 3 (tiga) parameter keekonomian, yaitu *Net Present Value* (NPV), *Internal Rate Return* (IRR) dan *Pay Out Time* (POT).

Perhitungan keekonomian proyek pembangunan fasilitas gas bumi dilakukan dengan menggunakan parameter sebagai berikut :

- |                          |                             |
|--------------------------|-----------------------------|
| 1. Produksi Gas          | : 105 MMSCFD.               |
| 2. Periode               | : 15 tahun.                 |
| 3. GHV                   | : 1.100 MBTU / MSCF.        |
| 4. Harga Gas             | : US\$ 6.5 / MMBTU          |
| 5. Total Biaya Investasi | : US\$ 132,886,572.         |
| 6. Periode Depresiasi    | : 10 tahun.                 |
| 7. Jenis Depresiasi      | : <i>Straight Line</i> .    |
| 8. Biaya Depresiasi      | : US\$ 13,288,657 / tahun   |
| 9. Total Biaya Operasi   | : US\$ 14,478,218 / tahun.  |
| 10. Biaya O/H Gas Comp.  | : US\$ 17,712,000 / 5 tahun |
| 11. <i>Gas Fuel Rate</i> | : 5 MMSCFD                  |
| 12. <i>Gas Fuel Cost</i> | : US\$ 11,395,053 / tahun   |
| 13. Suku Bunga           | : 4% / tahun                |

Berdasarkan perhitungan keekonomian yang dilakukan (lampiran I), maka didapatkan hasil sebagai berikut :

- *Net Present Value* (NPV) : US\$ 2,834,103,719.
- *Interest Rate of Return* (IRR) : 206,34 %
- *Pay Out Time* : 5,84 bulan

#### 4.8. Mitigasi Resiko

Dari perhitungan Forecast Resiko dan Simulasi Montecarlo, dapatlah diketahui kriteria resiko yang mempunyai pengaruh dominan terhadap potensi terjadinya resiko. Adapun kriteria resiko yang dominan pada :

1. Aspek Teknis : *Reliability* dan *Withdrawal Rate*.
2. Aspek Ekonomis : *Production Cost* dan *Gas Price*.
3. Aspek Komersial : GHV dan Daya Serap Pasar.
4. Aspek Organisasi : Wilayah Kerja.
5. Aspek Politik : Stabilitas Politik.

Upaya-upaya mitigasi resiko yang dilakukan pada tiap-tiap aspek diharapkan dapat menurunkan potensi resiko, dari potensi resiko yang masuk zona ALARP menjadi potensi resiko yang tergolong dalam *ACCEPTABLE ZONE*. Adapun upaya-upaya yang dilakukan pada mitigasi resiko adalah sebagai berikut :

1. ASPEK TEKNIS :
  - a. *Withdrawal Rate* :
    - i. Perawatan sumur gas secara rutin & terencana dengan baik.
    - ii. Fracturing sumur gas secara rutin & terencana dengan baik.
  - b. *Reliability* :
    - i. Peningkatan sistem maintenance, yaitu dari *Preventive Maintenance* menjadi *Predictive Maintenance & Integrated Maintenance*.
    - ii. Tersedianya back-up unit untuk peralatan operasi yg bersifat kritis

## 2. ASPEK EKONOMIS :

### a. *Gas Price* :

- i. Peningkatan harga jual gas tahunan dalam Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG).
- ii. Perbaikan harga jual gas.

### b. *Production Cost* :

- i. Efektivitas rencana kerja dan proses kerja operasi.
- ii. Efektivitas sistem pengoperasian dan pemeliharaan.

## 3. ASPEK KOMERSIAL :

### a. *GHV* :

- i. Pencampuran gas sales dengan gas dari struktur lain yang mempunyai GHV tinggi.
- ii. Pemboran sumur gas untuk mendapatkan gas dengan GHV yang tinggi.

### b. Daya Serap Pasar : (tidak dilakukan mitigasi resiko karena masuk *Acceptable Zone*)

## 4. ASPEK ORGANISASI :

### a. Wilayah Kerja : (tidak dilakukan mitigasi resiko karena masuk *Acceptable Zone*)

## 5. ASPEK POLITIK :

### a. Stabilitas Politik :

- i. Peningkatan kerjasama dengan Pemerintah Daerah.
- ii. Pemberdayaan masyarakat di sekitar daerah operasi melalui Program Community Development (Comdev) dan Program Kemitraan & Bina Lingkungan (PKBL).

Pelaksanaan mitigasi resiko pada tiap-tiap aspek memerlukan biaya sesuai dengan mitigasi yang dilakukan. Adapun biaya yang diperlukan untuk pelaksanaan mitigasi resiko adalah sebagai berikut :

1. ASPEK TEKNIS :
  - a. *Reliability* : US\$ 1,825,157/tahun
  - b. *Withdrawal Rate* : US\$ 4,200,000/tahun
  - c. Jumlah : US\$ 6,025,157/tahun
  
2. ASPEK EKONOMIS :
  - a. *Gas Price*: US\$ 10,000/tahun
  - b. *Production Cost* : US\$ 154,158/tahun
  - c. Jumlah : US\$ 164,158/tahun
  
3. ASPEK KOMERSIAL :
  - a. GHV : US\$ 11,222,000/tahun
  - b. Daya Serap Pasar : US\$ -
  - c. Jumlah : US\$ 11,222,000/tahun
  
4. ASPEK ORGANISASI :
  - a. Wilayah Kerja : US\$ -
  
5. ASPEK POLITIK :
  - a. Stabilitas Politik : US\$ 199,738/tahun

Upaya-upaya Mitigasi Resiko dan biaya yang diperlukan kemudian disusun dalam tabel yang tertera di bawah ini.

Tabel 4.29 Upaya-upaya mitigasi resiko di tiap aspek

No	Aspek	Kriteria	P	D	B	R	Potensi Resiko	Mitigasi	P	D	B	R	Biaya (US\$/Tahun)
1	Teknis	Reliability	3	1	3.4	10.1	Produksi gas tidak sesuai dengan yang direncanakan	- Perawatan sumur gas dilakukan secara rutin dan terencana dengan baik - Fracturing sumur gas dilakukan secara rutin dan terencana dengan baik	1	1	3.4	3.4	4,200,000
		Withdrawal Rate	2	1	3.4	6.8	Frekuensi kerusakan Gas Plant yg tinggi sehingga mengganggu operasi produksi & penyaluran gas	- Peningkatan sistem maintenance yang digunakan, yaitu dari sistem <i>Preventive Maintenance</i> menjadi <i>Predictive Maintenance &amp; Integrated Maintenance</i> - Tersedianya back up unit untuk peralatan-peralatan operasi yang bersifat kritis	1	1	3.4	3.4	1,825,157
2	Ekonomi	Production Cost	4	0.8	3.4	10.8	Penurunan profit perusahaan dari penjualan gas	- Peningkatan harga jual gas tahunan dalam Perjanjian Jual Beli Gas (PJBG) - Perbaikan harga jual gas	1	0.8	3.4	2.7	10,000
		Gas Price	3	0.6	3.4	6.1	Penurunan profit perusahaan karena kenaikan biaya produksi	- Efektivitas rencana kerja dan proses kerja operasi - Efektivitas sistem pengoperasian & pemeliharaan peralatan	1	0.6	3.4	2	154,158

**Tabel 4.29** Upaya-upaya mitigasi resiko di tiap aspek (lanjutan)

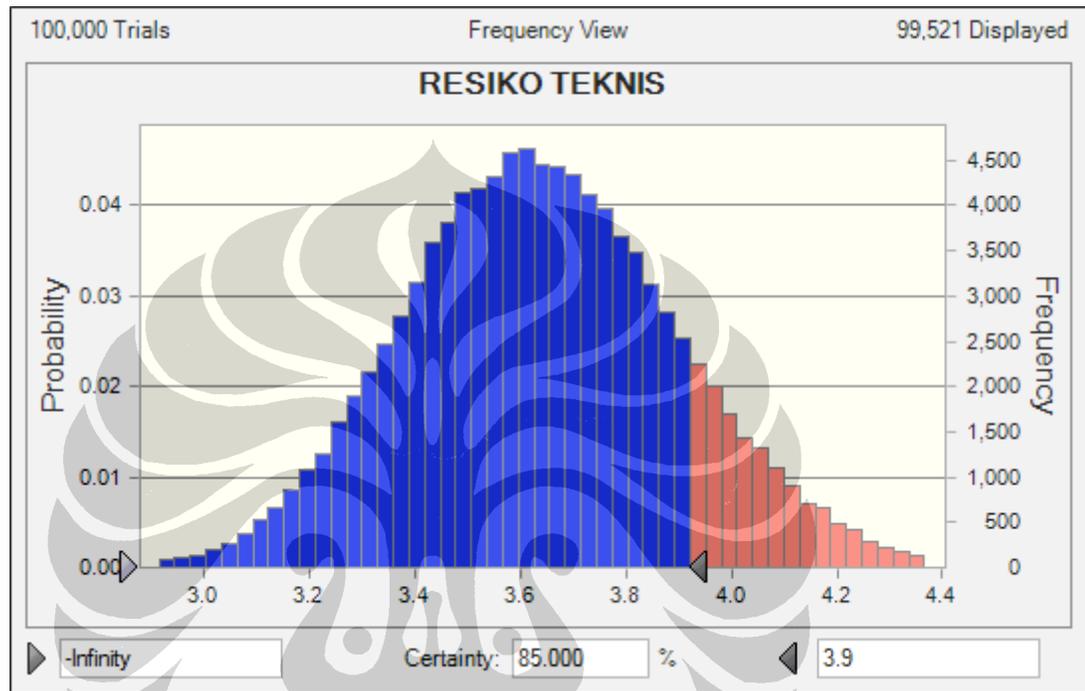
No	Aspek	Kriteria	P	D	B	R	Potensi Resiko	Mitigasi	P	D	B	R	Biaya (US\$/Tahun)
3	<b>Komer-sial</b>	GHV	3	0.8	3.4	8.1	GHV gas yang diproduksi tidak sesuai dengan yg direncanakan	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pencampuran gas sales dengan gas struktur lain yang mempunyai GHV tinggi</li> <li>- Pemboran sumur-sumur gas untuk mendapatkan gas dengan GHV yang tinggi</li> </ul>	1	0.8	3.4	2.7	11,222,000
		Daya Serap Pasar	1	0.6	3.4	2	-	-	1	0.6	3.4	2	-
4	<b>Organi-sasi</b>	Wilayah Kerja	2	0.4	3.4	2.7	-	-	2	0.4	3.4	2.7	-
5	<b>Politik</b>	Stabilitas Politik	3	0.8	3.4	8.1	Gangguan keamanan yang mengganggu operasi produksi dan penyaluran gas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Peningkatan kerjasama dengan Pemerintah Daerah</li> <li>- Pemberdayaan masyarakat di sekitar daerah operasi produksi melalui program Community Development (Comdev) &amp; Program Kemitraan dan Bina Lingkungan (PKBL)</li> </ul>	1	0.8	3.4	2.7	199,738

**Keterangan : P = Probabilitas, D = Dampak, B = Bahaya, R = Resiko**

#### 4.8.1. Perhitungan Resiko

Setelah dilakukan upaya-upaya mitigasi resiko, seperti yang terdapat pada tabel di atas, maka dilakukan perhitungan resiko dan simulasi *Montecarlo* dari masing-masing aspek.

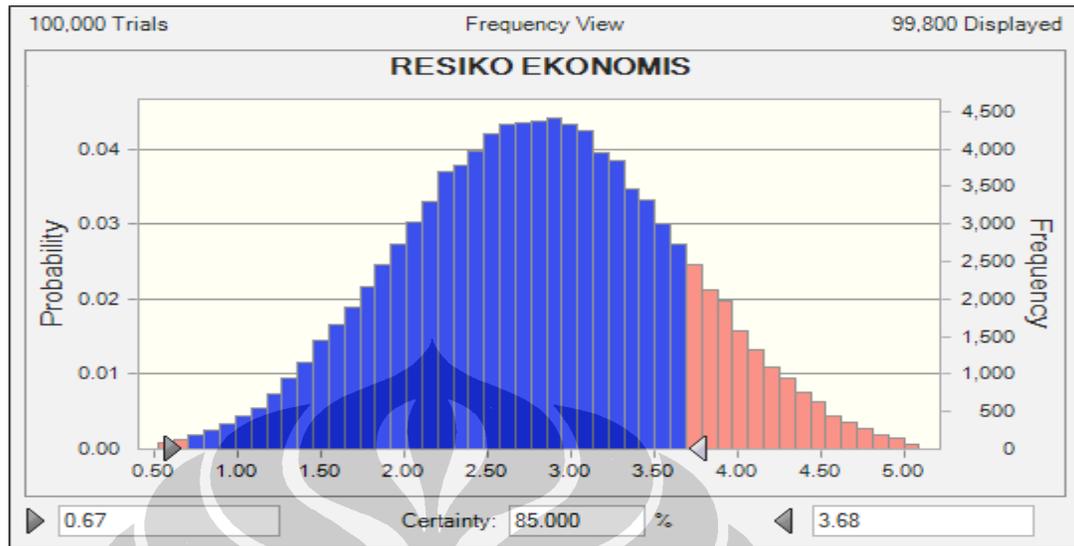
##### 1. ASPEK TEKNIS



**Gambar 4.39** Forecast Resiko Mitigasi Teknis

Hasil simulasi menunjukkan bahwa sebaran resiko berada di antara nilai 0 sampai 4,40 dan pada tingkat kepastian 85%, nilai resiko sebesar 3,90.

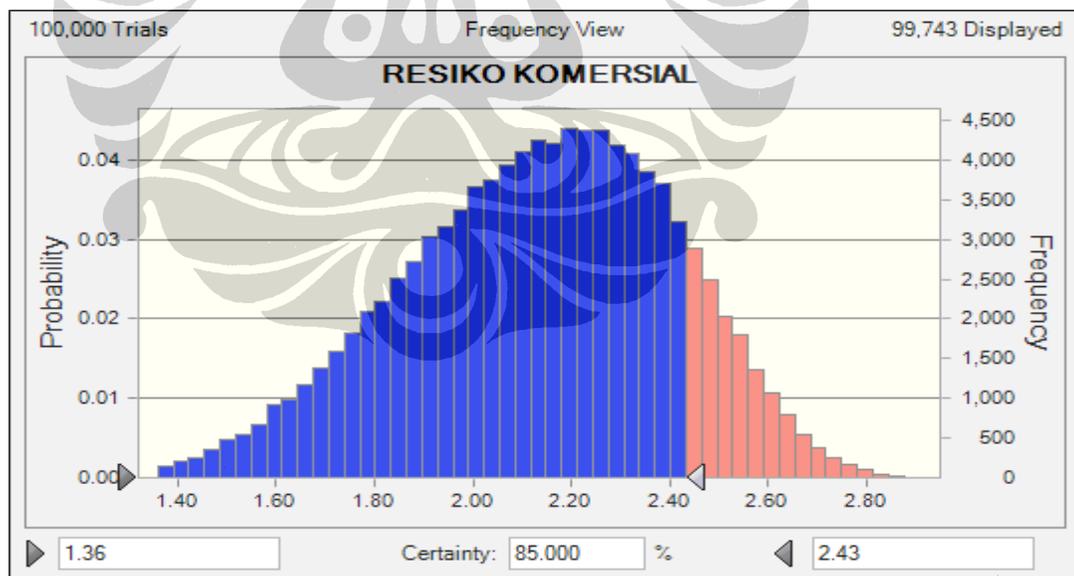
## 2. ASPEK EKONOMIS



**Gambar 4.40** *Forecast* Resiko Mitigasi Ekonomis

Hasil simulasi menunjukkan bahwa sebaran resiko berada di antara nilai 0,67 sampai 5,10 dan pada tingkat kepastian 85%, nilai resiko sebesar 3,68.

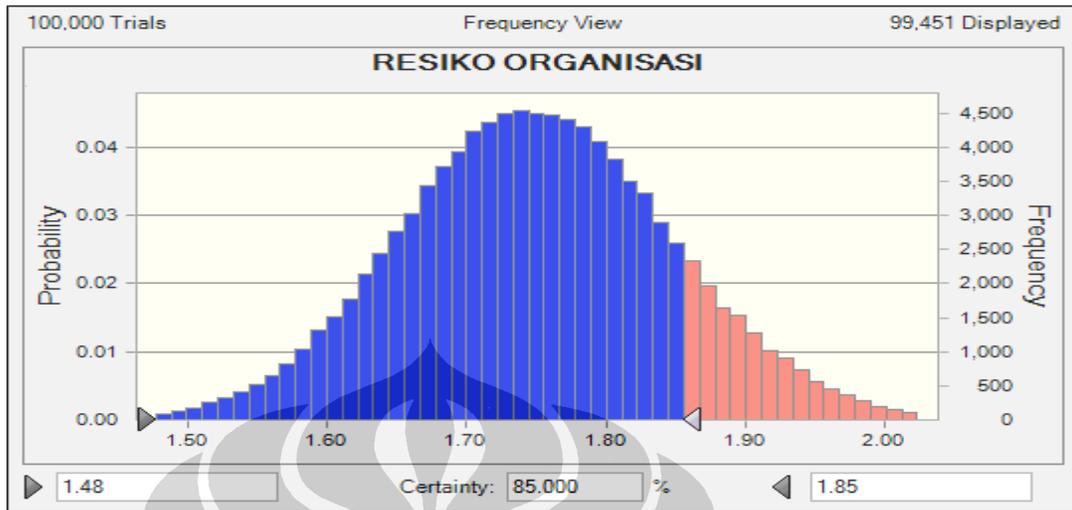
## 3. ASPEK KOMERSIAL



**Gambar 4.41** *Forecast* Resiko Mitigasi Komersial

Hasil simulasi menunjukkan bahwa sebaran resiko berada di antara nilai 1,36 sampai 2,90 dan pada tingkat kepastian 85%, nilai resiko sebesar 2,43.

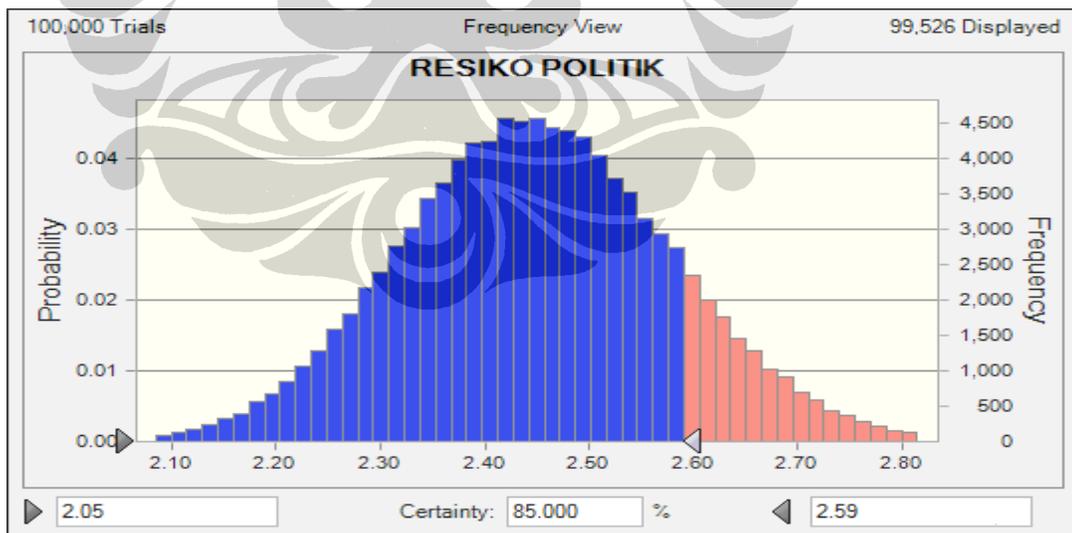
#### 4. ASPEK ORGANISASI



**Gambar 4.42** Forecast Resiko Mitigasi Organisasi

Potensi resiko organisasi yang akan terjadi masih berada dalam Acceptable Zone sehingga tidak dilakukan upaya-upaya mitigasi resiko. Dengan demikian sebaran resiko tetap berada di antara nilai 1,48 sampai 2,10 dan pada tingkat kepastian 85%, nilai resiko sebesar 1,85.

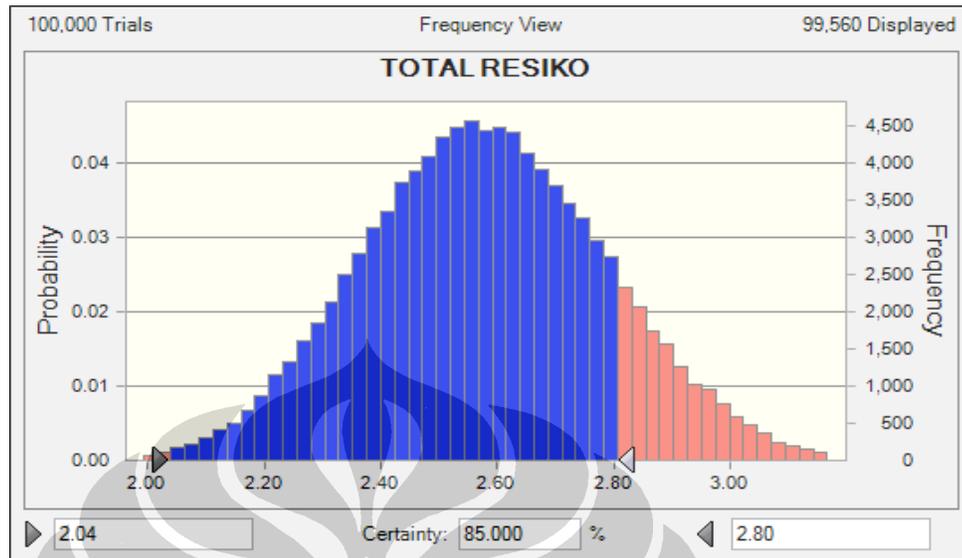
#### 5. ASPEK POLITIK



**Gambar 4.43** Forecast Resiko Mitigasi Politik

Hasil simulasi menunjukkan bahwa sebaran resiko berada di antara nilai 2,05 sampai 2,80 dan pada tingkat kepastian 85%, nilai resiko sebesar 2,59.

## 6. TOTAL RESIKO



**Gambar 4.44** Forecast Resiko Mitigasi Total Resiko

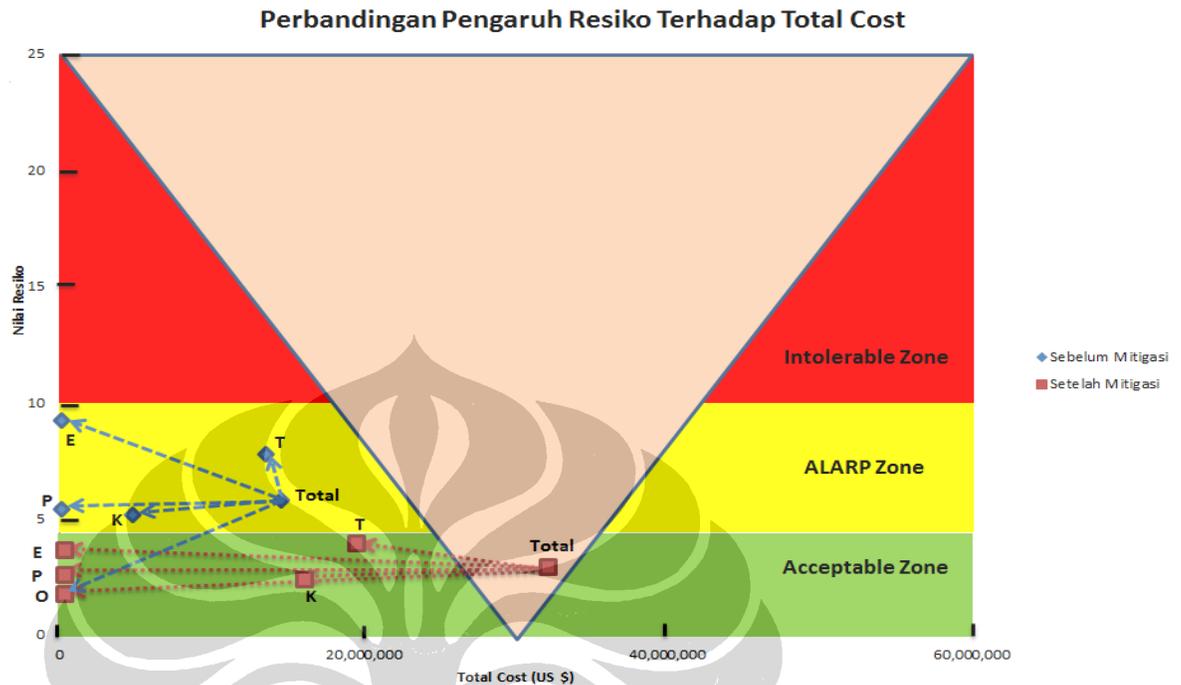
Hasil simulasi menunjukkan bahwa sebaran resiko berada di antara nilai 2,04 sampai 3,14 dan pada tingkat kepastian 85%, nilai resiko sebesar 2,80.

### 4.8.2. Perbandingan Resiko

Setelah dilakukan beberapa upaya mitigasi, berikut ditampilkan pengaruh nilai resiko terhadap biaya sebelum dan sesudah mitigasi

**Tabel 4.29** Perbandingan Resiko Sebelum dan Sesudah Mitigasi

No	Aspek	Sebelum Mitigasi		Sesudah Mitigasi	
		Total Cost (US\$)	Resiko	Total Cost (US\$)	Resiko
1	TEKNIS	13,567,677	7.83	19,592,834	3.9
2	EKONOMIS	123,823	9.32	287,981	3.68
3	KOMERSIAL	4,809,379	5.28	16,031,379	2.43
4	ORGANISASI	309,676	1.85	309,676	1.85
5	POLITIK	159,646	5.56	359,384	2.59
6	TOTAL	14,478,218	5.85	32,089,271	2.8



**Gambar 4.45** Grafik sebelum dan sesudah upaya mitigasi

#### 4.8.3. Perhitungan Keekonomian Mitigasi Resiko

Perhitungan keekonomian setelah dilakukan mitigasi resiko terhadap proyek pembangunan fasilitas gas bumi ini dilakukan untuk menghitung kelayakan investasi dari aspek ekonomi. Perhitungan keekonomian proyek dilakukan berdasarkan 3 (tiga) parameter keekonomian, yaitu *Net Present Value (NPV)*, *Internal Rate Return (IRR)* dan *Pay Out Time (POT)*.

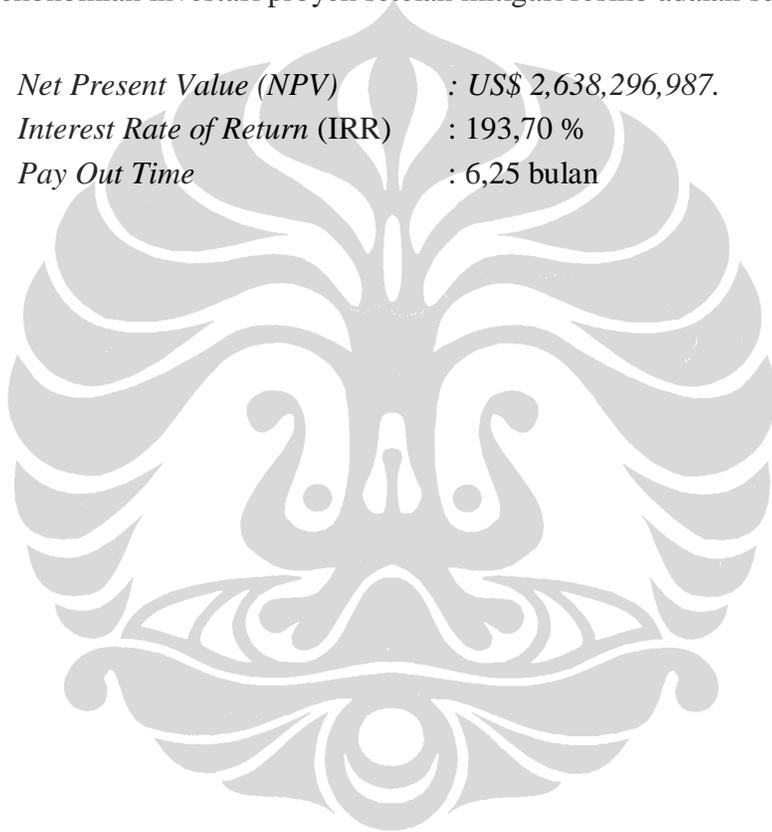
Perhitungan keekonomian proyek pembangunan fasilitas gas bumi dilakukan dengan menggunakan parameter sebagai berikut :

1. Produksi Gas : 105 MMSCFD.
2. Periode : 15 tahun.
3. GHV : 1.100 MBTU / MSCF.
4. Harga Gas : US\$ 6.5 / MMBTU
5. Total Biaya Investasi : US\$ 132,886,572.
6. Periode Depresiasi : 10 tahun.
7. Jenis Depresiasi : *Straight Line*.

8. Biaya Depresiasi	: US\$ 13,288,657 / tahun
9. Total Biaya Operasi	: US\$ 32,089,271 / tahun.
10. Biaya O/H Gas Comp.	: US\$ 17,712,000 / 5 tahun
11. <i>Gas Fuel Rate</i>	: 5 MMSCFD
12. <i>Gas Fuel Cost</i>	: US\$ 11,395,053 / tahun
13. Suku Bunga	: 4% / tahun

Berdasarkan perhitungan keekonomian yang dilakukan (lampiran II), maka keekonomian investasi proyek setelah mitigasi resiko adalah sebagai berikut :

- *Net Present Value (NPV)* : US\$ 2,638,296,987.
- *Interest Rate of Return (IRR)* : 193,70 %
- *Pay Out Time* : 6,25 bulan



## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 Kesimpulan

Kesimpulan yang didapatkan dari penelitian ini, antara lain :

1. Setiap investasi yang ditanamkan mempunyai peluang usaha dan resiko yang harus dihadapi, terutama investasi pada industri minyak dan gas yang membutuhkan modal yang sangat besar.
2. Analisis resiko yang dilakukan terhadap evaluasi kelayakan investasi dimaksudkan untuk mengetahui tingkat resiko yang terkandung pada investasi tersebut, termasuk dalam *Intolerable Zone*, *As Low As Reasonable Practise (ALARP)* dan *Acceptable Zone*.
3. Hasil analisis resiko terhadap evaluasi kelayakan investasi proyek pembangunan fasilitas gas bumi di daerah Sumatera Utara menghasilkan nilai resiko proyek yang termasuk dalam *ALARP Zone*.
4. Sedangkan hasil analisis keekonomian terhadap evaluasi kelayakan investasi proyek pembangunan fasilitas gas bumi di daerah Sumatera Utara menghasilkan parameter keekonomian yang sangat menarik, yaitu :
  - a. *Net Present Value (NPV)* : US\$ 2,834,103,719.
  - b. *Interest Rate of Return (IRR)* : 206,34 %
  - c. *Pay Out Time* : 5,84 bulan
5. Untuk menurunkan tingkat resiko investasi proyek pembangunan fasilitas gas bumi di daerah Sumatera Utara, perlu dilakukan upaya-upaya mitigasi resiko sehingga tingkat resiko dapat masuk dalam *Acceptable Zone*.
6. Upaya-upaya mitigasi resiko yang dilakukan pada investasi proyek pembangunan fasilitas gas bumi di daerah Sumatera Utara membutuhkan tambahan biaya sebesar US\$ 17,611,053 / tahun.

7. Perhitungan analisis keekonomian terhadap upaya-upaya mitigasi resiko pada investasi proyek pembangunan fasilitas gas bumi di daerah Sumatera Utara menghasilkan parameter keekonomian yang tetap menarik, yaitu :

- a. *Net Present Value* (NPV) : US\$ 2,638,296,987.
- b. *Interest Rate of Return* (IRR) : 193,70 %
- c. *Pay Out Time* : 6,25 bulan

## 5.2 Saran

Berdasarkan hasil analisis resiko terhadap evaluasi kelayakan investasi pada proyek pembangunan fasilitas gas bumi yang telah dilakukan pada penelitian ini, didapat saran-saran yang dapat digunakan pada penelitian selanjutnya, yaitu :

1. Apabila dalam analisis resiko terhadap evaluasi kelayakan investasi didapatkan tingkat resiko pada *Intolerable Zone*, maka dapat dilakukan analisis lebih lanjut terhadap faktor dominan yang mempunyai tingkat resiko yang paling tinggi dan tidak langsung mengambil keputusan untuk menolak investasi tersebut.
2. Perlu dilakukan kajian dan analisis yang lebih mendalam terhadap resiko atas ketidakpastian besaran cadangan migas dan laju pengurusan cadangan migas agar dapat menurunkan resiko penurunan produksi dan *deliverability* gas.

## DAFTAR PUSTAKA

- Anonim. *Data Batubara*. [www.esdm.go.id/batubara/doc...../461-neraca-gas-indonesia.html](http://www.esdm.go.id/batubara/doc...../461-neraca-gas-indonesia.html) (diakses Juni 2012).
- Evans, J. R., Olson, D. L., *Introduction to Simulation and Risk Analysis*, Second Edition, Pearson Education, Inc., 2002.
- HSE Pertamina EP, *Panduan Umum Keselamatan dan Kesehatan Kerja*, Pertamina EP, 2008.
- HSE Pertamina EP, *Panduan Umum Lindungan Lingkungan*, Pertamina EP, 2008.
- HSE Pertamina EP, *Pedoman Analisis Kerugian Ekonomis Akibat Insiden*, Pertamina EP, 2009.
- HSE Pertamina EP, *Pedoman Penanganan Ganti Rugi Akibat Pencemaran Migas*, Pertamina EP, 2009.
- Iman Soeharto, *Manajemen Proyek*, Erlangga Jakarta, 1997.
- James, Simon, *CCS Project Risk, Liability and Insurance*, Shell – Melbourne, 2009.
- Komite Cadangan Hulu Pertamina, *Pedoman Klasifikasi Perkiraan dan Pelaporan Sumber Daya Minyak dan Gas Bumi Pertamina*, Pertamina, 2009.
- Leo J. Susilo, Victor Riwu Kaho, *Manajemen Resiko Berbasis ISO 31000 Untuk Industri Non Perbankan*, PPM Jakarta, 2010.
- Mohitpour, M., Golshan, H., Murray, A., *Pipeline Design & Construction : A Practical Approach*, ASME Press, 2000.
- Muhlbauer, W. K., *Pipeline Risk Management Manual : Ideas, Techniques, and Resources*, Third Edition, Elsevier, 2004.
- Ringdahl, L. H., *Safety Analysis : Principles and Practice in Occupational Safety*, Second Edition, Taylor & Francis, 2001.
- Siswono Adi Putro, *Identifikasi Resiko Investasi Kerja Sama Build Operate Transfer Pengembangan Infrastruktur Kereta Api Dengan Simulasi Montecarlo (Studi Kasus : Propinsi Banten)*, Universitas Indonesia, 2004
- Society of Petroleum Engineers (SPE), American Association of Petroleum Geologist (AAPG), World Petroleum Council (WPC), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), *Society of Petroleum Engineers – Petroleum Resources Management System (SPE PRMS)*, SPE, 2007.
- Sullivan, W. G., Bontadell, J. A., Wicks, E. M., DeGarmo, E. P., *Engineering Economy*, Mc Graw Hill, 2000.
- Vaughan, E. J., *Fundamentals of Risk and Insurance*, Wiley, 1992.

## LAMPIRAN I

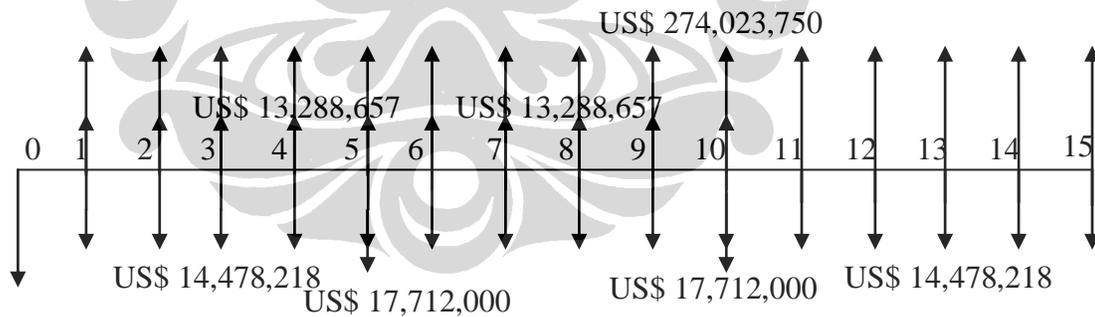
### PERHITUNGAN KEEKONOMIAN

#### 1. Perhitungan Net Present Value (NPV).

Perhitungan keekonomian proyek pembangunan fasilitas gas bumi dilakukan dengan menggunakan parameter sebagai berikut :

1. Produksi Gas : 105 MMSCFD.
2. Periode : 15 tahun.
3. GHV : 1.100 MBTU / MSCF.
4. Harga Gas : US\$ 6.5 / MMBTU
5. Total Biaya Investasi : US\$ 109,896,570.
6. Usia Pakai : 15 tahun.
7. Jenis Depresiasi : Straight Line.
8. Biaya Depresiasi : US\$ 13,288,657 / tahun
9. Total Biaya Operasi : US\$ 14,478,218 / tahun
10. Biaya O/H Gas Comp. : US\$ 17,712,000 / 5 tahun
11. Gas Fuel Rate : 5 MMSCFD
12. Gas Fuel Cost : US\$ 11,395,053 / tahun
13. Suku Bunga : 4% / tahun

Berdasarkan data-data tersebut di atas, maka dapatlah digambarkan cash flow yang terjadi, yaitu :



US\$ 132,886,572

$$\begin{aligned}
 P_w &: - \$ 132,886,572 - \$17,712,000 (P/F,4\%,5) - \$17,712,000(P/F,4\%,10) \\
 &\quad - \$14,478,218 (P/A,4\%,15) + \$ 274,023,750 (P/A,4\%,15) + \$13,288,657 (P/A,4\%,10) \\
 &: - \$ 132,886,572 - \$17,712,000 (0.8219) - \$17,712,000(0.6756) \\
 &\quad - \$14,478,218 (11.1184) + \$ 274,023,750 (11.1184) + \$13,288,657 (8.1109) \\
 &: \$ 2,834,103,719
 \end{aligned}$$

Jadi,

Net Present Value (NPV) dari investasi proyek pembangunan fasilitas gas bumi adalah sebesar **US\$ 2,834,103,719**.

## 2. Perhitungan Internal Rate of Return (IRR).

Dari data tersebut di atas, dapat ditentukan arus kas proyek sebagai berikut :

TAHUN	ARUS KAS	DISCOUNTED RATE	
		200%	250%
0	(\$ 132,886,572)	(\$ 132,886,572)	(\$ 132,886,572)
1	\$ 272,834,189	\$ 90,944,730	\$ 77,952,625
2	\$ 272,834,189	\$ 30,314,910	\$ 22,272,179
3	\$ 272,834,189	\$ 10,104,970	\$ 6,363,480
4	\$ 272,834,189	\$ 3,368,323	\$ 1,818,137
5	\$ 255,122,189	\$ 1,049,886	\$ 485,745
6	\$ 272,834,189	\$ 374,258	\$ 148,419
7	\$ 272,834,189	\$ 124,753	\$ 42,406
8	\$ 272,834,189	\$ 41,584	\$ 12,116
9	\$ 272,834,189	\$ 13,861	\$ 3,462
10	\$ 255,122,189	\$ 4,321	\$ 925
11	\$ 272,834,189	\$ 1,465	\$ 269
12	\$ 272,834,189	\$ 488	\$ 77
13	\$ 272,834,189	\$ 163	\$ 22
14	\$ 272,834,189	\$ 54	\$ 6
15	\$ 272,834,189	\$ 18	\$ 2
	NPV	\$ 3,457,212	\$ (23,786,704)

Dari data NPV pada discount rate 200% dan 250%, kemudian dilakukan perhitungan interpolasi untuk mencari nilai NPV = 0. Dari hasil perhitungan, nilai NPV = 0 didapatkan pada kondisi **IRR = 206,34%**.

### 3. Perhitungan Pay Out Time (POT).

Dari data tersebut di atas, dapat ditentukan arus kas proyek sebagai berikut :

TAHUN	ARUS KAS	
	PER TAHUN	KUMULATIF
0	(\$ 132,886,572)	(\$ 132,886,572)
1	\$ 272,834,189	\$ 139,947,617
2	\$ 272,834,189	\$ 412,781,806
3	\$ 272,834,189	\$ 685,615,995
4	\$ 272,834,189	\$ 958,450,184
5	\$ 255,122,189	\$ 1,213,572,373
6	\$ 272,834,189	\$ 1,486,406,562
7	\$ 272,834,189	\$ 1,759,240,751
8	\$ 272,834,189	\$ 2,032,074,940
9	\$ 272,834,189	\$ 2,304,909,129
10	\$ 255,122,189	\$ 2,560,031,318
11	\$ 272,834,189	\$ 2,819,576,850
12	\$ 272,834,189	\$ 3,079,122,382
13	\$ 272,834,189	\$ 3,338,667,914
14	\$ 272,834,189	\$ 3,598,213,446
15	\$ 272,834,189	\$ 3,857,758,978

Dari tabel arus kas proyek, perubahan kas negatif (-) menjadi kas positif (+) terjadi pada tahun pertama. Dengan menggunakan perhitungan interpolasi, maka Pay Out Time (POT) proyek pembangunan fasilitas gas bumi terjadi dalam waktu **5,84 bulan**.

## LAMPIRAN II

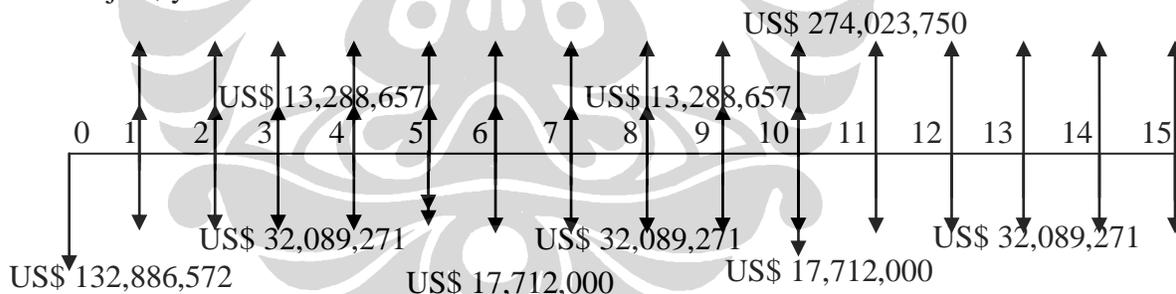
### PERHITUNGAN KEEKONOMIAN PROYEK SETELAH MITIGASI

#### 1. Perhitungan Net Present Value (NPV).

Perhitungan keekonomian proyek pembangunan fasilitas gas bumi dilakukan dengan menggunakan parameter sebagai berikut :

1. Produksi Gas : 105 MMSCFD.
2. Periode : 15 tahun.
3. GHV : 1.100 MBTU / MSCF.
4. Harga Gas : US\$ 6.5 / MMBTU
5. Total Biaya Investasi : US\$ 132,886,572.
6. Periode Depresiasi : 10 tahun.
7. Jenis Depresiasi : Straight Line.
8. Biaya Depresiasi : US\$ 13,288,657 / tahun
9. Total Biaya Operasi : US\$ 32,089,271 / tahun.
10. Biaya O/H Gas Comp. : US\$ 17,712,000 / 5 tahun
11. Gas Fuel Rate : 5 MMSCFD
12. Gas Fuel Cost : US\$ 11,395,053 / tahun
13. Suku Bunga : 4% / tahun

Berdasarkan data-data tersebut di atas, maka dapatlah digambarkan cash flow yang terjadi, yaitu :



$$\begin{aligned}
 P_w &: - \$ 132,886,572 - \$17,712,000 (P/F,4\%,5) - \$17,712,000(P/F,4\%,10) \\
 &\quad - \$32,089,271 (P/A,4\%,15) + \$ 274,023,750 (P/A,4\%,15) + \$13,288,657 (P/A,4\%,10) \\
 &: - \$ 132,886,572 - \$17,712,000 (0.8219) - \$17,712,000(0.6756) \\
 &\quad - \$32,089,271 (11.1184) + \$ 274,023,750 (11.1184) + \$13,288,657 (8.1109) \\
 &: \$ 2,638,296,987.
 \end{aligned}$$

Jadi,

Net Present Value (NPV) dari investasi proyek pembangunan fasilitas gas bumi adalah sebesar **US\$ 2,638,296,987**.

## 2. Perhitungan Internal Rate of Return (IRR).

Dari data tersebut di atas, dapat ditentukan arus kas proyek sebagai berikut :

TAHUN	ARUS KAS	DISCOUNTED RATE	
		150%	200%
0	(\$ 132,886,572)	(\$ 132,886,572)	(\$ 132,886,572)
1	\$ 255,223,136	\$ 102,089,254	\$ 85,074,379
2	\$ 255,223,136	\$ 40,835,702	\$ 28,358,126
3	\$ 255,223,136	\$ 16,334,281	\$ 9,452,709
4	\$ 255,223,136	\$ 6,533,712	\$ 3,150,903
5	\$ 237,511,136	\$ 2,432,114	\$ 977,412
6	\$ 255,223,136	\$ 1,045,394	\$ 350,100
7	\$ 255,223,136	\$ 418,158	\$ 116,700
8	\$ 255,223,136	\$ 167,263	\$ 38,900
9	\$ 255,223,136	\$ 66,905	\$ 12,967
10	\$ 237,511,136	\$ 24,905	\$ 4,022
11	\$ 255,223,136	\$ 10,705	\$ 1,441
12	\$ 255,223,136	\$ 4,282	\$ 480
13	\$ 255,223,136	\$ 1,713	\$ 160
14	\$ 255,223,136	\$ 685	\$ 53
15	\$ 255,223,136	\$ 274	\$ 18
	NPV	\$ 37,078,775	\$ (5,348,202)

Dari data NPV pada discount rate 150% dan 200%, kemudian dilakukan perhitungan interpolasi untuk mencari nilai NPV = 0. Dari hasil perhitungan, nilai NPV = 0 didapatkan pada kondisi **IRR = 193,70%**.

### 3. Perhitungan Pay Out Time (POT).

Dari data tersebut di atas, dapat ditentukan arus kas proyek sebagai berikut :

TAHUN	ARUS KAS	
	PER TAHUN	KUMULATIF
0	(\$ 132,886,572)	(\$ 132,886,572)
1	\$ 255,223,136	\$ 122,336,564
2	\$ 255,223,136	\$ 377,559,700
3	\$ 255,223,136	\$ 632,782,836
4	\$ 255,223,136	\$ 888,005,972
5	\$ 237,511,136	\$ 1,125,517,108
6	\$ 255,223,136	\$ 1,380,740,244
7	\$ 255,223,136	\$ 1,635,963,380
8	\$ 255,223,136	\$ 1,891,186,516
9	\$ 255,223,136	\$ 2,146,409,652
10	\$ 237,511,136	\$ 2,383,920,788
11	\$ 255,223,136	\$ 2,639,143,924
12	\$ 255,223,136	\$ 2,894,367,060
13	\$ 255,223,136	\$ 3,149,590,196
14	\$ 255,223,136	\$ 3,404,813,332
15	\$ 255,223,136	\$ 3,660,036,5468

Dari tabel arus kas proyek, perubahan kas negatif (-) menjadi kas positif (+) terjadi pada tahun pertama. Dengan menggunakan perhitungan interpolasi, maka Pay Out Time (POT) proyek pembangunan fasilitas gas bumi terjadi dalam waktu **6,25 bulan**.