



TUGAS AKHIR – TI 184833

**EVALUASI KEBIJAKAN TARIF DAN KELAYAKAN  
FINANSIAL DENGAN MEMPERTIMBANGKAN RISIKO  
OPERASIONAL DALAM PRAKTIK PENJUALAN TENAGA  
LISTRIK KEPADA *SINGLE CUSTOMER***

LORENTINUS ANGRAY

NRP. 02411540000093

**Dosen Pembimbing**

Yudha Andrian Saputra, S.T., MBA

NIP. 198203122005011002

DEPARTEMEN TEKNIK INDUSTRI

Fakultas Teknologi Industri

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya 2019



**LEMBAR PENGESAHAN**

**EVALUASI KEBIJAKAN TARIF DAN KELAYAKAN  
FINANSIAL DENGAN MEMPERTIMBANGKAN RISIKO  
OPERASIONAL DALAM PRAKTIK PENJUALAN TENAGA  
LISTRIK KEPADA *SINGLE CUSTOMER***

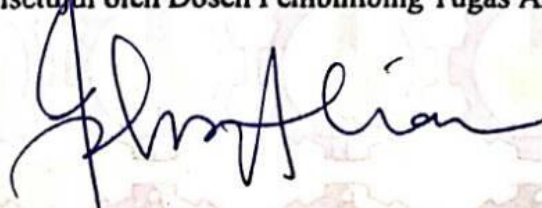
**TUGAS AKHIR**

Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Program Studi S-1 Departemen Teknik Industri  
Fakultas Teknologi Industri  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya, Indonesia

Oleh:

**LORENTINUS ANGRAY**  
**NRP 0241154000093**

Disetujui oleh Dosen Pembimbing Tugas Akhir:



**Yudha Andrian Saputra, S.T., MBA**

**NIP. 198203122005011002**





# **EVALUASI KEBIJAKAN TARIF DAN KELAYAKAN FINANSIAL DENGAN MEMPERTIMBANGKAN RISIKO OPERASIONAL DALAM PRAKTIK PENJUALAN TENAGA LISTRIK KEPADA *SINGLE CUSTOMER***

Nama : Lorentinus Angray  
NRP : 0241154000093  
Departemen : Teknik Industri  
Pembimbing : Yudha Andrian Saputra, S.T., MBA

## **ABSTRAK**

PT X merupakan perusahaan pada sektor industri energi telah membangun pembangkit *Gas Turbine Generator* (GTG) untuk memasok energi listrik ke konsumen tunggal berupa perusahaan pada sektor industri pupuk. Transaksi jual beli tenaga listrik memerlukan izin usaha dan izin tarif dimana telah disepakati kontrak terkait tarif sehingga perlu dievaluasi pengaruhnya terhadap kelayakan finansial dari investasi pembangkit dan dibandingkan dengan tarif ideal yang diestimasikan berdasarkan *projected cost*. Evaluasi kelayakan finansial dari investasi ini perlu mempertimbangkan risiko yang mampu mengeser nilai kelayakannya. Pengelolaan risiko dilakukan dengan mengikuti kaidah ISO 31000: 2018. Pada proses *risk assessment* dilakukan dengan menggunakan model simulasi Monte Carlo yang hasilnya dibuat *risk mapping* untuk menentukan kategori risiko. Kemudian dirancang *risk treatment* untuk mengurangi pengaruh risiko terhadap kelayakan dan dibuat *residual risk mapping*. Hasil penelitian memperoleh nilai kelayakan investasi pembangkit dengan NPV sebesar USD 1,061,380 dan IRR 5.28% dengan peluang layak 80.40%.

**Kata Kunci:** *Gas Turbine Generator* (GTG), Kelayakan Finansial, Manajemen Risiko, Simulasi Monte Carlo



# EVALUATION OF TARIFF POLICY AND FINANCIAL FEASIBILITY CONSIDERING OPERATIONAL RISKS IN SINGLE CUSTOMER ELECTRICITY SALES PRACTICES

Name : Lorentinus Angray  
NRP : 0241154000093  
Department : Industrial Engineering  
Supervisor : Yudha Andrian Saputra, S.T., MBA

## ABSTRACT

PT X is a company in the energy industry sector that has built a Gas Turbine Generator (GTG) to supply electricity to a single consumer company in the fertilizer industry sector. Electricity sale and purchase transactions require business licenses and tariff permits where a contract has been agreed on related to the tariff so that the effect on the financial feasibility of the power plant investment needs to be evaluated and compared with the ideal tariff estimated based on the projected cost. The evaluation of the financial feasibility of this investment needs to consider risks that are able to shift the value of its feasibility. Risk management is carried out by following the rules of ISO 31000: 2018. The risk assessment process is carried out by using a Monte Carlo simulation model whose results are made risk mapping to determine the risk category. Then a risk treatment is designed to reduce the effect of risk on feasibility and create residual risk mapping. The results of the study obtained the value of the feasibility of this power investment with NPV of USD 1,061,380 and IRR 5.28% with opportunities worth 80.40%.

**Keywords:** Gas Turbine Generator (GTG), Financial Feasibility, Risk Management, Monte Carlo Simulation





## KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat dan rahmat-Nya, penulis dapat menyelesaikan laporan Tugas Akhir dengan judul “Evaluasi Kebijakan Tarif dan Kelayakan Finansial dengan Mempertimbangkan Risiko Operational dalam Praktik Penjualan Tenaga Listrik kepada *Single Customer*” dengan sebaik – baiknya.

Laporan Tugas Akhir ini disusun untuk memenuhi persyaratan dalam menyelesaikan program studi strata satu (S-1) Sarjana Teknik di Departemen Teknik Industri, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Selama proses pengerjaan Tugas Akhir, penulis juga telah menerima banyak dukungan, masukan, serta bantuan dari berbagai pihak. Pada kesempatan ini, penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Yudha Andrian Saputra, S.T., MBA. selaku dosen pembimbing dalam Tugas Akhir yang telah memberikan arahan, masukan dan bimbingan selama pengerjaan Tugas Akhir.
2. Effi Latiffianti, S.T., M.Sc. dan Diesta Iva Maftuhah, S.T., M.T. selaku dosen penguji saat seminar proposal dan sidang Tugas Akhir yang telah memberikan saran dan kritik yang membangun untuk Tugas Akhir ini.
3. Nurhadi Siswanto, S.T., MSIE., Ph.D. selaku kepalad Departemen Teknik Industri yang selalu memberikan inspirasi kepada penulis untuk selalu menghasilkan karya – karya terbaik untuk penelitian.
4. Seluruh Bapak dan Ibu Dosen Departemen Teknik Industri ITS yang telah mendidik dan mengajarkan banyak ilmu dan pelajaran berharga kepada penulis selama masa perkuliahan.
5. Keluarga penulis yang senantiasa mendoakan dan memberikan dukungan dalam menyelesaikan Tugas Akhir.
6. Teman – teman angkatan Icarus, asisten laboratorium *Quantitative Modeling and Industrial Policy Analysis*, dan teman – teman penulis lainnya yang telah membantu penulis selama perkuliahan dan pengerjaan Tugas Akhir.

Penulis menyadari bahwa dalam penulisan laporan Tugas Akhir ini terdapat kekurangan. Oleh karena itu, penulis memohon maaf atas kesalahan dan kekurangan yang ada. Semoga laporan Tugas Akhir ini dapat memberikan manfaat bagi semua pihak.

Surabaya, Januari 2019

Penulis

## DAFTAR ISI

ABSTRAK .....	i
ABSTRACT .....	iii
KATA PENGANTAR .....	v
DAFTAR ISI .....	vii
DAFTAR TABEL .....	xi
DAFTAR GAMBAR .....	xiii
BAB 1 PENDAHULUAN .....	1
1.1    Latar Belakang .....	1
1.2    Rumusan Masalah .....	4
1.3    Tujuan .....	4
1.4    Manfaat .....	5
1.5    Ruang Lingkup Penelitian .....	5
1.5.1.    Batasan .....	5
1.5.2.    Asumsi .....	5
1.6.    Sistematika Penulisan .....	6
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA .....	8
2.1    Sistem Tenaga Listrik .....	8
2.2    Regulasi Pemerintah .....	9
2.2.1    Undang Undang Republik Indonesia No 30 Tahun 2009 .....	10
2.2.2    Peraturan Presiden Republik Indonesia No 14 Tahun 2012 .....	10
2.2.3    Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No 28 Tahun 2012 dan No 07 Tahun 2016 .....	11
2.2.4    Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No 35 Tahun 2013 .....	12
2.3 <i>Time Value of Money</i> .....	12
2.4    Inflasi .....	13
2.5    Depresiasi dan Amortisasi .....	14
2.6    Kriteria Kelayakan Finansial .....	15
2.6.1    Payback Period .....	15

2.6.2	Net Present Value (NPV) .....	16
2.6.3	Internal Rate of Return (IRR).....	16
2.7	Struktur Biaya Tarif Listrik.....	17
2.7.1	Capital Cost Recovery (Komponen A) .....	17
2.7.2	Fix Operational and Maintenance Cost (komponen B).....	18
2.7.3	Fuel Cost (komponen C) .....	18
2.7.4	Variable Operational and Maintenance Cost (komponen D).....	18
2.7.5	Transmission and Distribution Cost Recovery (komponen E).....	18
2.8	Risiko .....	19
2.9	Simulasi Monte Carlo.....	21
2.10	Penelitian Terkait .....	22
<b>BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN .....</b>		<b>26</b>
3.1	Studi Literatur .....	26
3.2	Pengumpulan Data .....	26
3.2.1	Data Spesifikasi Unit Pembangkit.....	27
3.2.2	Biaya Investasi .....	27
3.2.3	Biaya Operasional .....	28
3.3	Evaluasi Finansial .....	28
3.4	Pengelolaan Risiko.....	28
3.5	Kesimpulan dan Saran.....	29
<b>BAB 4 EVALUASI FINANSIAL.....</b>		<b>31</b>
4.1	Estimasi Volume Penjualan Listrik.....	31
4.2	Pendanaan Investasi Unit Pembangkit .....	31
4.3	Estimasi Faktor Ekonomi Makro .....	32
4.4	Estimasi Biaya Operasional .....	33
4.5	Perhitungan Depresiasi dan Amortisasi .....	33
4.6	Estimasi <i>Cost of Capital</i> .....	34
4.7	Penentuan Tarif .....	34
4.8	Evaluasi Kelayakan Finansial Berdasarkan Tarif .....	35
<b>BAB 5 PENGELOLAAN RISIKO .....</b>		<b>37</b>
5.1	Identifikasi Risiko .....	37
5.2	Analisis Risiko .....	38

5.2.1	Penentuan Likelihood dari Risiko.....	38
5.2.2	Penentuan Consequences dari Risiko .....	39
5.2.3	Risk Mapping.....	39
5.3	<i>Risk Treatment</i> .....	40
5.3.1	Penentuan Likelihood dari Residual Risk.....	41
5.3.2	Penentuan Consequences dari Residual Risk .....	41
5.3.3	Residual Risk Mapping.....	42
5.4	Evaluasi Keseluruhan Risiko Menggunakan Simulasi Monte Carlo..	43
5.4.1	Evaluasi Keseluruhan Risiko Tanpa Risk Treatment .....	43
5.4.2	Evaluasi Keseluruhan Risiko dengan Risk Treatment.....	43
BAB 6 KESIMPULAN DAN SARAN .....		45
6.1	Kesimpulan .....	45
6.2	Saran .....	46
DAFTAR PUSTAKA .....		47
BIODATA PENULIS .....		53

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

## DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Penelitian Terkait dengan Penelitian Tugas Akhir .....	23
Tabel 3. 1 Rincian Data Kapasitas Produksi Unit Pembangkit.....	27
Tabel 3. 2 Rincian Biaya Investasi Unit Pembangkit (USD).....	27
Tabel 4. 1 Rekap Total Biaya Investasi (USD).....	31
Tabel 4. 2 Total Biaya Operasional per Tahun (USD).....	33
Tabel 4. 3 Beban Depresiasi dan Amortisasi per Tahun (USD) .....	33
Tabel 4. 4 Hasil Evaluasi Kelayakan Berdasarkan Tarif .....	35
Tabel 5. 1 Identifikasi Risiko Investasi Unit Pembangkit .....	37
Tabel 5. 2 <i>Likelihood</i> dari Risiko Investasi Pembangkit .....	38
Tabel 5. 3 <i>Consequences</i> dari Risiko Investasi Pembangkit.....	39
Tabel 5. 4 <i>Risk Mapping</i> Risiko Investasi Pembangkit .....	40
Tabel 5. 5 <i>Likelihood</i> dari Risiko Sisa .....	41
Tabel 5. 6 <i>Consequences</i> dari Risiko Sisa .....	41
Tabel 5. 7 <i>Residual Risk Mapping</i> dari Risiko Setelah Mitigasi .....	42
Tabel 5. 8 Hasil Evaluasi Kelayakan Finansial dari Investasi Pembangkit dengan Mempertimbangkan Keseluruhan Risiko.....	43
Tabel 5. 9 Hasil Evaluasi Kelayakan Finansial dari Investasi Pembangkit dengan Mempertimbangkan Keseluruhan Risiko dengan <i>Risk Treatment</i> .....	43

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1 Grafik Porsi Pemanfaatan Gas Alam Indonesia Per Juni 2017.....	2
Gambar 2. 1 Sistem Tenaga Listrik.....	8
Gambar 2. 2 Prinsip Kerja PLTG.....	9
Gambar 2. 3 Grafik Nilai Uang dari Waktu.....	13
Gambar 2. 4 Distribusi Peluang Risiko.....	19
Gambar 2. 5 Proses Manajemen Risiko ISO 31000: 2018 .....	21
Gambar 4. 1 Estimasi Kurs Dolar Tahun 2019 - 2038.....	32

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

# **BAB 1**

## **PENDAHULUAN**

Bab Pendahuluan menjelaskan latar belakang dilaksanakannya penelitian, perumusan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian, ruang lingkup penelitian berupa batasan, dan asumsi serta sistematika penulisan dari penelitian.

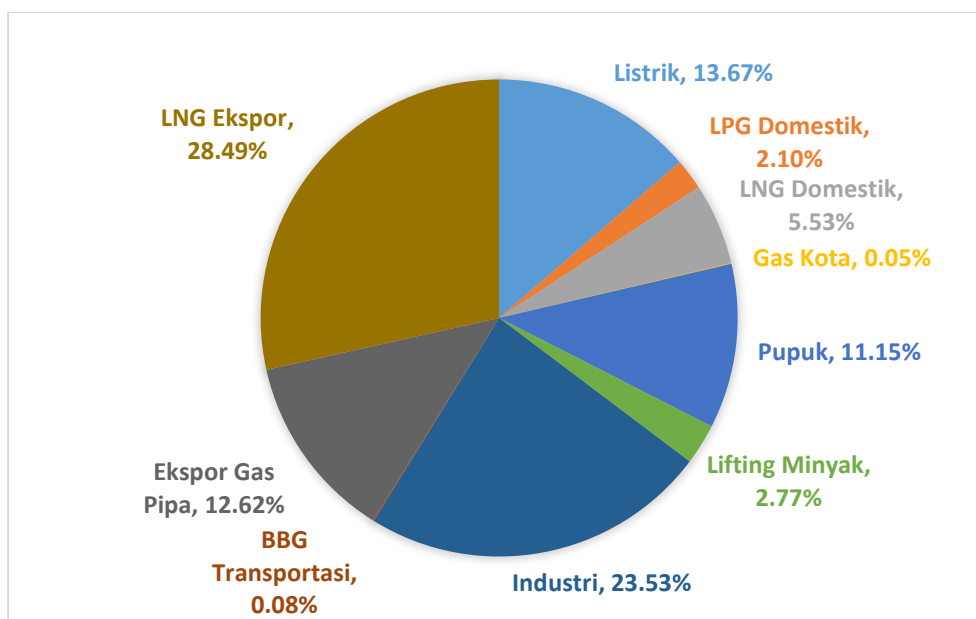
### **1.1 Latar Belakang**

Energi listrik memiliki peran penting dan strategis dalam mencapai sasaran pembangunan nasional (Hasan, 2014). Indonesia sebagai negara yang kaya sumber daya alam memiliki cadangan gas alam sebesar 144,06 *trillion cubic feet* (TCF) yang terdiri cadangan terbukti sebesar 101,22 TCF dan potensial sebesar 42,84 TCF (Pratomo, 2017). Cadangan ini diperkirakan akan habis dalam 48 tahun mendatang. Jumlah cadangan gas alam di Indonesia lebih besar dibandingkan dengan cadangan terbukti minyak bumi sebesar 3.3 milyar barel yang diperkirakan akan habis dalam 11 sampai 12 tahun mendatang (ESDM, 2018). Kondisi ini menunjukkan bahwa sumber energi listrik di Indonesia akan bertumpu pada pemanfaatan gas alam.

Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi (BPH Migas) mengakui pemanfaatan gas alam belum maksimal (Pratomo, 2017). Pemanfaatan gas alam untuk kelistrikan hanya mencapai 13.67% sedangkan untuk ekspor sebesar 41% (Katadata, 2017). Rincian pemanfaatan gas alam di Indonesia tahun 2017 dapat dilihat pada Gambar 1.1. Kecilnya pemanfaatan gas alam tidak sebanding dengan cadangan yang dimiliki Indonesia. Pemerintah sendiri menargetkan porsi gas alam dalam bauran energi primer nasional sebesar 22% melalui Kebijakan Energi Nasional (KEN) (Dewan Energi Nasional Republik Indonesia, 2014).

Walaupun Indonesia memiliki cadangan gas alam yang berlimpah, namun gas alam merupakan energi tak terbarukan sehingga perlu diatur pemanfaatannya. Penetapan kebijakan alokasi dan pemanfaatan gas alam bertujuan untuk menjamin penggunaan yang tepat bagi kebutuhan dalam negeri. Berdasarkan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 03 Tahun 2010 tentang Alokasi dan Pemanfaatan Gas Bumi Untuk Pemenuhan Kebutuhan Dalam Negeri, menteri

menentukan prioritas alokasi dan pemanfaatan yang terdiri dari: (1) peningkatan produksi minyak dan gas bumi nasional, (2) industri pupuk, (3) penyediaan tenaga listrik dan (4) industri lainnya (Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, 2010).



Gambar 1. 1 Grafik Porsi Pemanfaatan Gas Alam Indonesia Per Juni 2017 (Katadata, 2017)

PT X adalah sebuah perusahaan yang bergerak di bidang energi yang dibangun untuk memasok energi ke industri pupuk, sehingga industri pupuk dapat fokus untuk mengembangkan bisnis utamanya. Saat ini, PT X telah membangun Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) dengan kapasitas 1 x 22 MW. Energi listrik ini akan dipasok ke sebuah perusahaan yang bergerak di bidang pupuk yang tengah mengembangkan usahanya sehingga memerlukan pasokan energi tambahan. Dalam kegiatan penyediaan energi listrik, PT X perlu mendapat izin usaha sesuai dengan Undang – Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan dan Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyedia Tenaga Listrik.

Izin usaha untuk penyediaan tenaga listrik berdasarkan Undang – Undang Nomor 30 Tahun 2009 Pasal 19 terdiri dari: (1) Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (IUPTL) dan (2) izin operasi (Undang Undang Republik Indonesia, 2009).

Berdasarkan Peraturan Pemerintah No 14 Tahun 2012 Pasal 13 untuk memperoleh IUPTL perlu memenuhi persyaratan administratif, teknis, dan lingkungan. Persyaratan teknis meliputi studi kelayakan (*feasibility study/ FS*) yang dapat diajukan kepada menteri, gubernur, atau bupati/ walikota setelah memperoleh wilayah usaha. Berdasarkan Peraturan Pemerintah No 14 Tahun 2012 Pasal 20, wilayah usaha harus memenuhi persyaratan administratif dan teknis yang terdiri dari: (1) Penetapan Wilayah Usaha (PWU) dan (2) Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL) (Presiden Republik Indonesia, 2012). Setelah memperoleh IUPTL, kemudian sesuai dengan Undang – Undang Nomor 30 Tahun 2009 Pasal 34 dan Peraturan Pemerintah No 14 Tahun 2012 Pasal 41 badan usaha perlu menentukan tarif yang akan ditetapkan oleh menteri, gubernur atau bupati/ walikota sesuai dengan kewenangan wilayah usaha yang diajukan setelah mendapatkan persetujuan dari Dewan Perwakilan Rakyat. Penentuan tarif ini berdasarkan struktur biaya *cost-based* dengan mempertimbangkan biaya pengembalian investasi (komponen A), biaya tetap operasional dan pemeliharaan (komponen B), biaya bahan bakar (komponen C), biaya variabel operasional dan pemeliharaan (komponen D) dan biaya pengembalian investasi transmisi (komponen E) (Trizalda & Heppy, 2013). Struktur biaya ini sesuai dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 10 Tahun 2017.

Dalam penentuan tarif harus mempertimbangan risiko proyek untuk menjaga tingkat *return* yang sesuai dengan keinginan investor. Risiko proyek merupakan sebuah kejadian tidak pasti yang akan memberikan dampak kepada proyek baik dampak positif ataupun negatif (Prabawani, 2012). Pada kasus pembangkit listrik, risiko yang dihadapi berupa risiko finansial yaitu ketidakpastian suku bunga pinjaman, tingkat inflasi, nilai tukar mata uang, dan risiko operational yaitu *derating* unit pembangkit yang akan menyebabkan turunnya volume penjualan dan meningkatnya biaya operasional. (Widyatama, 2018). Risiko – risiko ini akan menurunkan tingkat pengembalian dari proyek jika tidak dikontrol dengan tepat.

Kondisi saat ini, PT X sedang dalam proses pengajuan IUPTL dan penentuan tarif tenaga listrik ke dinas dan atau badan terkait. Penentuan tarif untuk proyek pembangkit ini mengabaikan biaya bahan bakar (komponen C) karena

suplai bahan bakar dari pihak ketiga. Pembayaran biaya bahan bakar merupakan kesepakatan antara konsumen PT X dengan pihak ketiga. Selain biaya komponen C, PT X dan konsumennya telah menyetujui kontrak tentang tarif tenaga listrik per kWh yang akan diajukan dalam izin usaha dan penentuan tarif. Oleh karena tarif merupakan elemen utama yang menentukan kelayakan finansial suatu proyek pembangkit listrik, maka tarif berdasarkan kesepakatan kontrak ini perlu dievaluasi pengaruhnya terhadap *return* yang akan diperoleh dari proyek dan dibandingkan dengan tarif ideal berdasarkan hasil estimasi sesuai dengan perhitungan komponen A, B, dan D berdasarkan *projected cost*. Tingkat *return* ini bersifat tidak tetap karena adanya risiko – risiko yang mempengaruhi besaran *projected cost* proyek. Meningkatnya *cost* akan menurunkan tingkat *return* dari proyek. Oleh karena itu, risiko – risiko ini perlu diidentifikasi dan dipetakan *risk priority*-nya sebagai acuan bagi PT X dalam melakukan antisipasi agar kelayakan proyek dapat dijaga. Strategi mitigasi terhadap risiko dilakukan dengan memindahkan risiko kepada pihak konsumen berupa penyesuaian tarif. Usulan mitigasi ini diharapkan dapat mengantisipasi ketidakpastian besaran *projected cost* sehingga mampu menjamin kelayakan proyek pembangkit listrik.

## **1.2 Rumusan Masalah**

Berdasarkan latar belakang yang telah dijelaskan, maka permasalahan pada penelitian ini adalah mengevaluasi dampak finansial dari tarif berdasarkan kontrak dengan mempertimbangkan risiko – risiko proyek dan menyusun strategi mitigasi untuk mengantisipasi dampak dari risiko.

## **1.3 Tujuan**

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengevaluasi kebijakan tarif sesuai kesepakatan kontrak terhadap performa finansial proyek.
2. Mengidentifikasi risiko yang harus diantisipasi untuk menjaga kelayakan proyek.
3. Memberikan rekomendasi *risk treatment* dan evaluasi dampaknya terhadap performa finansial proyek.

## 1.4 Manfaat

Manfaat dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menghasilkan studi kelayakan untuk membantu proses izin usaha dan penetapan tarif.
2. Mengetahui gambaran risiko yang dihadapi proyek sebagai acuan dalam melakukan antisipasi.
3. Mengetahui skema penyesuaian tarif yang mampu menghasilkan kelayakan investasi.

## 1.5 Ruang Lingkup Penelitian

Ruang lingkup penelitian terdiri dari batasan dan asumsi. Berikut batasan dan asumsi dari penelitian yang dilakukan:

### 1.5.1. Batasan

Batasan yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Periode evaluasi kelayakan adalah 20 tahun.
2. Jenis pembangkit yang dievaluasi adalah *gas turbine generator (GTG)* yang menghasilkan listrik dan *steam*. Pada penelitian ini hanya mengevaluasi tarif listrik.
3. Besaran tarif dihitung berdasarkan komponen A, komponen B dan komponen D. Komponen C dan komponen E diabaikan dengan alasan pasokan bahan bakar dari pihak ketiga dan sistem transmisi telah tersedia.
4. Risiko yang dikelola merupakan risiko finansial dari investasi pembangkit.

### 1.5.2. Asumsi

Asumsi yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. *Capacity factor* dari unit pembangkit sebesar 90% pada evaluasi finansial tanpa mempertimbangkan risiko yang merupakan kondisi pembangkit mampu beroperasi sesuai target.
2. *Availability factor* dari unit pembangkit sebesar 90% pada evaluasi finansial tanpa mempertimbangkan risiko yang merupakan kondisi pembangkit mampu beroperasi sesuai target.

3. Energi listrik yang akan digunakan untuk mengoperasikan unit pembangkit (*self consumption*) sebesar 4% dari kapasitas maksimal unit pembangkit yang diestimasi berdasarkan daya *netto* dari pembangkit sesuai dengan kontrak.

#### **1.6. Sistematika Penulisan**

Sistematika penulisan membahas mengenai kerangka penulisan laporan penelitian yang akan dilakukan.

### **BAB 1 PENDAHULUAN**

Bab 1 menjelaskan latar belakang penelitian, perumusan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian, ruang lingkup penelitian yang terdiri dari batasan dan asumsi, serta sistematika penulisan dari penelitian.

### **BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA**

Bab 2 berisi teori – teori yang digunakan sebagai landasan dalam penelitian Tugas Akhir. Sumber yang digunakan berasal dari peraturan pemerintah, buku, jurnal dan penelitian sebelumnya yang sesuai dengan permasalahan dalam penelitian ini.

### **BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN**

Bab 3 menjelaskan langkah – langkah yang digunakan dalam melakukan penelitian Tugas Akhir agar penelitian dapat dilakukan secara sistematis dan terarah.

### **BAB 4 EVALUASI FINANSIAL**

Bab 4 berisi estimasi tarif ideal dari pembangkit yang akan dievaluasi performa finansialnya. Setelah itu akan dilakukan evaluasi performa finansial berdasarkan tarif kontrak yaitu tarif sesuai kesepakatan PT X dengan konsumennya yang kemudian dibandingkan hasilnya dengan evaluasi berdasarkan tarif estimasi. Biaya investasi, biaya operasional, dan tarif awal digunakan sebagai *input* untuk mengukur performa finansial. Pengukuran ini dengan menggunakan kriteria



kelayakan *net present value* (NPV), *internal rate of return* (IRR), dan *payback period*.

## **BAB 5 PENGELOLAN RISIKO**

Bab 5 berisi identifikasi risiko potensial yang mempengaruhi kelayakan investasi. Selanjutnya menyusun model kelayakan finansial dengan mempertimbangkan risiko. Risiko dirancang dengan distribusi probabilitas dan kemudian diselesaikan menggunakan simulasi Monte Carlo. Hasil dari evaluasi finansial berdasarkan risiko berupa *risk mapping* untuk menentukan risiko yang perlu diantisipasi. Mitigasi dirancang untuk mengantisipasi risiko dan kemudian diselesaikan kembali dengan simulasi Monte Carlo untuk memperoleh *residual risk mapping*.

## **BAB 6 KESIMPULAN DAN SARAN**

Bab 6 berisi kesimpulan dari penelitian Tugas Akhir dan saran untuk penelitian selanjutnya.

## BAB 2

### TINJAUAN PUSTAKA

Bab Tinjauan Pustaka berisi landasan teori yang dipakai dalam penelitian tugas akhir diantaranya sistem tenaga listrik, regulasi pemerintah, *time value of money*, inflasi, depresiasi, kriteria kelayakan finansial, struktur biaya tarif listrik, risiko, simulasi Monte Carlo, dan penelitian terkait.

#### 2.1 Sistem Tenaga Listrik

Sistem tenaga listrik merupakan sistem yang kompleks dalam menghasilkan listrik kemudian disalurkan ke konsumen (Wikarsa, 2010). Secara mendasarkan sistem tenaga listrik terdiri dari 3 bagian utama, yaitu:

1. Sistem pembangkit listrik .

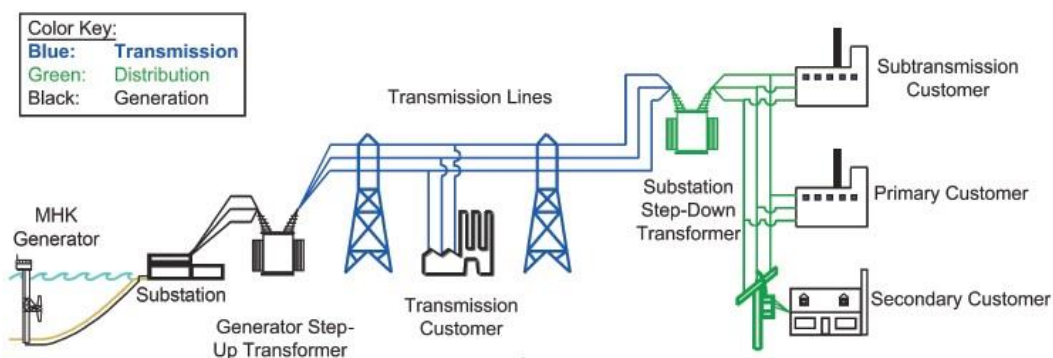
Pusat pembangkit untuk memproduksi listrik.

2. Sistem transmisi listrik.

Sistem penyaluran energi listrik yang dibangkitkan melalui saluran transmisi menuju sistem distribusi atau konsumen.

3. Sistem distribusi listrik.

Penyaluran energi listrik kepada konsumen melalui suatu sistem distribusi.

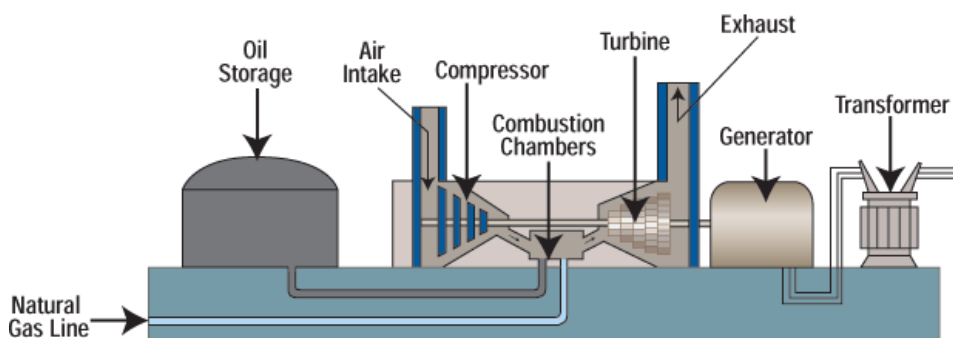


Gambar 2. 1 Sistem Tenaga Listrik (Kundi & Ali, 2015)

Secara singkat prinsip kerja dari sistem tenaga listrik dimulai dari pembangkit memproduksi listrik kemudian disalurkan melalui sistem transmisi menuju gardu – gardu induk lalu disalurkan melalui sistem distribusi ke konsumen.

Pembangkitan listrik menggunakan prinsip konversi energi mekanik menjadi energi listrik. Terdapat berbagai jenis sistem pembangkit listrik yaitu PLTU, PLTG, PLTGU, PLTA, PLTD, PLTP, PLTAngin, PLTS, dan PLTN. Walaupun sumber energi yang dimanfaatkan berbeda – beda, pada dasarnya energi listrik dihasilkan dari putaran turbin dengan memanfaatkan potensi energi mekanik dari masing – masing sumber energi. Turbin ini yang kemudian dihubungkan dengan generator untuk menghasilkan energi listrik (Wikarsa, 2010).

Salah satu sistem pembangkit listrik adalah Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) yang merupakan sistem pembangkit yang memanfaatkan gas untuk memutar turbin dan generator. Prinsip kerja PLTG mirip dengan sistem PLTU, yang membedakannya adalah penguap air diganti dengan gas. Prinsip kerja PLTG dapat dilihat pada Gambar 2.2.



Gambar 2. 2 Prinsip Kerja PLTG (The Tennessee Valley Authority, 2002)

Sistem kerja PLTG dimulai dari udara masuk ke kompresor untuk menaikkan tekanan udara. Kemudian udara dialirkan ke ruang bakar untuk dibakar bersama dengan bahan bakar menghasilkan gas bertekanan dan bersuhu tinggi serta berenergi. Gas ini disemprotkan ke *gas turbine generator* (GTG). Pada GTG energi gerak pada turbin akan dikonversi menjadi energi listrik menggunakan generator (Rahman, 2014).

## 2.2 Regulasi Pemerintah

Pemerintah melalui Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) memiliki kewajiban dalam mengatur ketenagalistrikan di Indonesia. Berikut

peraturan undang – undang, presiden dan menteri yang mengatur terkait ketenagalistrikan.

### *2.2.1 Undang Undang Republik Indonesia No 30 Tahun 2009*

UU 30/2009 tentang Ketenagalistrikan mengatur terkait penyediaan tenaga listrik berupa kebijakan, pengaturan, pengawasan, dan pelaksanaan usaha penyediaan tenaga listrik. Berdasarkan Pasal 4 disebutkan penyediaan listrik dapat dilakukan oleh badan usaha milik negara, badan usaha milik daerah, badan usaha swasta, koperasi, dan swadaya masyarakat.

Sesuai dengan Pasal 6, sumber energi primer yang terdapat di dalam negeri harus diutamakan untuk kepentingan ketenagalistrikan nasional. Oleh karena itu, penyediaan tenaga listrik perlu diatur perizinannya agar pemanfaatannya sesuai dengan kepentingan nasional. Pasal 18 mengatur bahwa dalam usaha penyediaan listrik diperlukan izin usaha. Izin usaha yang dimaksud tertera pada Pasal 19 yaitu:

1. Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (IUPTL).
2. Izin operasi.

Izin operasi dapat ditetapkan setelah memenuhi persyaratan administratif, teknis, dan lingkungan sesuai dengan Pasal 23. Setelah memperoleh izin usaha selanjutnya adalah tahap penentuan tarif. Sesuai dengan Pasal 34, penetapan tarif perlu persetujuan dari Dewan Perwakilan Rakyat Daerah (DPRD) (Undang Undang Republik Indonesia, 2009).

### *2.2.2 Peraturan Presiden Republik Indonesia No 14 Tahun 2012*

Perpres 14/2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik mengatur terkait ketentuan lanjutan dari aturan kegiatan usaha penyediaan tenaga listrik pada UU 30/2009. Izin usaha penyediaan tenaga listrik sebagaimana tertera pada Pasal 10 diberikan oleh menteri, gubernur atau bupati/ walikota setelah memenuhi persyaratan administratif, teknis, dan lingkungan.

Persyaratan lingkungan diatur oleh perundang – undangan di bidang perlindungan dan pengelolaan lingkungan hidup. Sebelum mengajukan izin usaha penyediaan tenaga listrik harus memperoleh terlebih dahulu izin wilayah usaha.

Pada pasal 20 menyebutkan izin wilayah usaha harus sesuai memenuhi persyaratan administratif dan teknis.

Setelah memperoleh izin usaha selanjutnya dilakukan penetapan tarif. Sesuai dengan Pasal 41 penetapan tarif dilakukan oleh menteri, gubernur atau bupati/ walikota setelah mendapatkan persetujuan dari DPRD (Presiden Republik Indonesia, 2012).

### *2.2.3 Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No 28 Tahun 2012 dan No 07 Tahun 2016*

Permen ESDM 28/2012 tentang Tata Cara Permohonan Wilayah Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Kepentingan Umum dan Permen ESDM 07/2016 tentang Perubahan Atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No 28 Tahun 2012 Tentang Tata Cara Permohonan Wilayah Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Kepentingan Umum mengatur terkait mekanisme permohonan dan penetapan wilayah usaha penyediaan tenaga listrik. Pada Pasal 3 dijelaskan mengenai kriteria wilayah usaha (Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, 2012). Berikut kriteria wilayah usaha yang sesuai dengan peraturan:

1. Wilayah tersebut belum terjangkau oleh pemegang wilayah usaha yang sudah ada.
2. Pemegang wilayah usaha yang sudah ada tidak mampu menyediakan tenaga listrik atau jaringan distribusi tenaga listrik dengan tingkat mutu dan keandalan yang baik.
3. Pemegang wilayah usaha yang sudah ada mengembalikan sebagian atau seluruh wilayah usaha kepada menteri.

Pada pasal 4 dijelaskan mengenai persyaratan yang diajukan dalam permohonan wilayah usaha (Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, 2016). Berikut persyaratan dalam permohonan wilayah usaha:

1. Identitas pemohon.
2. Pengesahan badan usaha dari instansi yang berwenang.
3. Profil pemohon.
4. Nomor Pokok Wajib Pajak (NPWP).

5. Kemampuan pendanaan.
6. Penetapan Wilayah Usaha (PWU).
7. Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (RUPTL).
8. Rekomendasi gubernur atau pejabat di lingkungan pemerintahan daerah.

#### *2.2.4 Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No 35 Tahun 2013*

Permen ESDM 35/2013 tentang Tata Cara Perizinan Usaha Ketenagalistrikan mengatur terkait izin usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan sendiri, kepentingan umum, dan jasa penunjang tenaga listrik. Berdasarkan Pasal 6, permohonan izin usaha penyediaan tenaga listrik harus dilengkapi dengan persyaratan administratif, teknis dan lingkungan (Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia, 2013). Persyaratan teknis yang dimaksud adalah:

1. Studi kelayakan usaha penyediaan tenaga listrik.
2. Lokasi instalasi.
3. Izin lokasi dari instansi yang berwenang.
4. Diagram satu garis.
5. Jenis dan kapasitas usaha yang akan dilakukan.
6. Jadwal pembangunan.
7. Jadwal pengoperasian.
8. Persetujuan harga jual tenaga listrik atau sewa jaringan.

### **2.3 *Time Value of Money***

Nilai uang sekarang selalu dihargai lebih tinggi dari nilai uang di masa yang akan datang adalah konsep *time value of money*. Perbedaan nilai ini disebabkan karena adanya potensi pendapatan sebesar tingkat bunga yang dipandang relevan. Tingkat bunga dipengaruhi oleh risiko investasi, semakin tinggi risiko investasi semakin tinggi tingkat bunga (Husnan & Pudjiastuti, 2015).

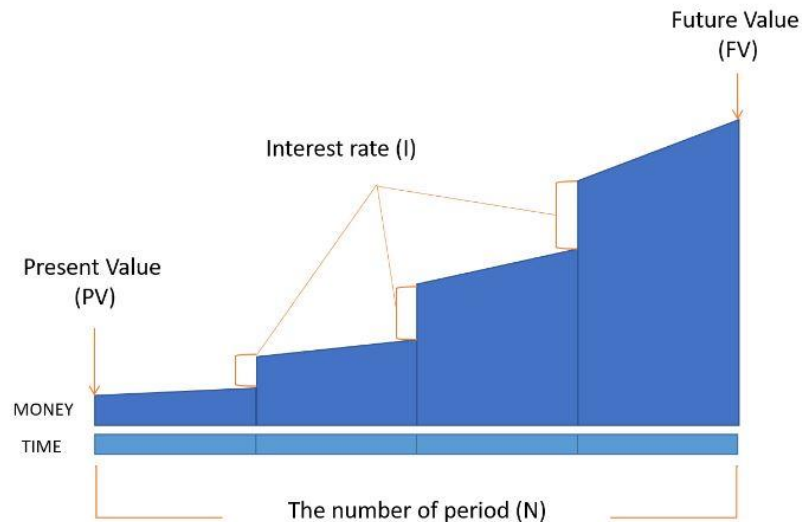
Karena adanya perbedaan nilai uang terhadap waktu, evaluasi kinerja keuangan perlu menghitung ekivalensi nilai uang. Ekivalensi yang dimaksud adalah menghitung nilai uang pada periode yang sama (Pujawan, 2009). Konsep nilai uang dari waktu secara mendasar dapat dibagi 2, yaitu:

1. *Present value.*

Nilai uang pada saat sekarang seperti uang yang digunakan untuk investasi.

2. *Future value.*

Nilai uang pada saat periode tertentu dengan eskalasi berdasarkan tingkat bunga.



Gambar 2. 3 Grafik Nilai Uang dari Waktu (Penn State Canvas, 2002)

Nominal dari *future value* akan meningkat semakin bertambahnya periode berdasarkan pada tingkat bunga. Dengan demikian nilai uang pada masa yang akan datang setara dengan nilai uang pada masa sekarang.

## 2.4 Inflasi

Inflasi didefinisikan sebagai kenaikan harga – harga secara umum. Peningkatan harga ini menyebabkan menurunnya daya beli dari waktu ke waktu sehingga pendapatan riil tidak akan berubah jika pendapatan absolutnya meningkat seiring dengan inflasi (Pujawan, 2009). Secara umum inflasi dibagi menjadi 3, yaitu:

1. Inflasi akibat tekanan permintaan.

Inflasi ini disebabkan oleh karena penawaran tidak mampu memenuhi permintaan.

2. Inflasi karena dorongan ongkos.

Peningkatan biaya ongkos produksi akan menyebabkan meningkatnya harga barang atau jasa.

### 3. Inflasi struktural.

Inflasi ini disebabkan oleh pergeseran permintaan terhadap produk.

Indikator yang digunakan untuk mengukur inflasi adalah *customer price index* (CPI) dengan formula:

$$i = \frac{CPI_n - CPI_{n-1}}{CPI_{n-1}} \times 100\% \quad (2.1)$$

Keterangan:

$i$  = %inflasi

$CPI_n$  = *customer price index* pada periode  $n$

$CPI_{n-1}$  = *customer price index* pada periode  $n - 1$

## 2.5 Depresiasi dan Amortisasi

Depresiasi adalah penurunan nilai suatu properti atau aset akibat waktu dan pemakaian. Depresiasi biasanya disebabkan oleh kerusakan akibat pemakaian, kebutuhan produksi yang lebih baru, penurunan kebutuhan produksi, keusangan dan penemuan fasilitas baru. Depresiasi dapat dikatakan sebagai beban tahunan yang ditujukan untuk menutupi biaya investasi awal selama masa ekonomisnya. Walaupun depresiasi merupakan beban tanpa melibatkan aliran kas, namun strategi depresiasi yang tepat akan menurunkan beban pajak pendapatan (Pujawan, 2009). Untuk penurunan nilai dari aset tidak berwujud dinamakan amortisasi.

Perhitungan depresiasi dan amortisasi dapat menggunakan metode *straight line*, *sum of year digit* (SOYD), *declining balance*, *sinking fund* dan *unit load*. Perbedaan metode perhitungan terletak pada nilai beban per tahun yang dikenakan. Berdasarkan Peraturan Menteri Keuangan 01/PMK. 06/2013 tentang Penyusutan Barang Milik Negara Berupa Aset Tetap Pada Entitas Pemerintah Pusat pasal 18 metode penyusutan yang digunakan adalah metode *straight line* (Menteri Keuangan Republik Indonesia, 2013). Metode ini menghitung nilai penyusutan dengan asumsi



pengurangan nilai aset mengikuti garis linear selama masa manfaat. Berikut formula perhitungan penyusutan dengan metode *straight line*:

$$D_t = \frac{P-S}{N} \quad (2.2)$$

Keterangan;

$D_t$  = besarnya depresiasi pada tahun ke - t

P = nilai awal aset

S = nilai sisa aset

N = masa pakai dari aset

## 2.6 Kriteria Kelayakan Finansial

Kelayakan proyek secara finansial dapat dinilai menggunakan kriteria kelayakan. Ada beberapa kriteria yang dipertimbangkan dalam analisis finansial yaitu *payback period*, *net present value* (NPV) dan *internal rate of return* (IRR).

### 2.6.1 Payback Period

*Payback period* adalah analisis finansial terkait waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan biaya investasi awal. Perhitungan ini dilakukan dengan membandingkan kumulatif aliran kas dengan nilai investasi awal (Pujawan, 2009). Secara matematis *payback period* dihitung dengan formula:

$$0 = -P + \sum_{t=1}^{N'} A_t \left( \frac{P}{F}, i\%, t \right) \quad (2.3)$$

Keterangan :

P = nilai investasi awal

t = periode

$N'$  = *payback period*

$A_t$  = aliran kas pada periode ke - t

i = *interest rate*

Proyek dikatakan layak jika  $N'$  lebih kecil dari masa manfaat dari proyek yang berarti proyek mampu mengembalikan biaya investasi. Namun perhitungan kriteria *payback period* tidak dapat menjamin tingkat kelayakan proyek akibat aliran kas setelah  $N'$  diabaikan.

### 2.6.2 Net Present Value (NPV)

Kriteria NPV menghitung kelayakan dengan mengkonversi seluruh nilai aliran kas pada masa sekarang untuk mencerminkan total nilai uang yang diperoleh dari proyek (Pujawan, 2009). Secara matematis perhitungan NPV menggunakan formula:

$$NPV = \sum_{t=0}^N A_t \left( \frac{P}{F}, i\%, t \right) \quad (2.4)$$

Keterangan:

NPV = *net present value*

$A_t$  = aliran kas pada periode ke - t

$i$  = *interest rate*

$N$  = masa manfaat

Suatu proyek dikatakan layak jika NPV bernilai positif. Nilai ini berarti total nilai uang yang diperoleh selama masa manfaat lebih besar dari biaya investasi yang dikeluarkan. Kriteria NPV memperhitungkan seluruh aliran kas pada periode masa manfaat.

### 2.6.3 Internal Rate of Return (IRR)

Kriteria IRR merupakan tingkat *return* yang menyebabkan aliran kas penerimaan setara dengan aliran kas pengeluaran. Secara singkat IRR dapat dikatakan sebagai tingkat bunga yang menyebabkan  $NPV = 0$  (Pujawan, 2009). Secara matematis perhitungan IRR menggunakan formula:

$$\sum_{t=0}^N R_t \left( \frac{P}{F}, i\%, t \right) - \sum_{t=0}^N E_t \left( \frac{P}{F}, i\%, t \right) - 0 \quad (2.5)$$

Keterangan:

$R_t$  = aliran kas penerimaan pada periode ke - t

$E_t$  = aliran kas pengeluaran pada periode ke - t

$i$  = *internal rate of return*

$N$  = masa manfaat

Proyek dikatakan layak jika nilai IRR lebih besar dari tingkat bunga yang digunakan sebagai pembanding artinya tingkat *return* dari proyek lebih tinggi dari potensi *return* untuk alternatif pembanding lain.

## 2.7 Struktur Biaya Tarif Listrik

Struktur biaya listrik terdiri dari *capital cost recovery* (komponen A), *fix operational and maintenance cost* (komponen B), *fuel cost* (komponen C), *variable operational and maintenance cost* (komponen D), dan *transmission and distribution cost recovery* (komponen E).

### 2.7.1 Capital Cost Recovery (Komponen A)

Komponen A merupakan pengembalian terhadap biaya investasi unit pembangkit. Biaya investasi terdiri dari biaya *power plant*, konstruksi, komisi kontraktor, dan biaya lainnya untuk membangun unit pembangkit (Trizalda & Heppy, 2013). Biaya komponen A bersifat *flat* selama masa manfaat. Perhitungan komponen A menggunakan formula:

$$\text{Komponen A} = \frac{\text{Total biaya investasi unit pembangkit} \times \text{CRF}}{\text{Daya mampu netto} \times \text{total waktu operasi} \times \% \text{availability}} \quad (2.6)$$

$$\text{CRF} = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2.7)$$

Keterangan:

CRF = *capital recovery factor*

$i$  = *interest rate*

$n$  = masa manfaat

### 2.7.2 *Fix Operational and Maintenance Cost (komponen B)*

Komponen B merupakan penggantian atas biaya operasi dan pemeliharaan yang harus dikeluarkan berapa pun volume listrik yang dihasilkan. Biaya ini biasanya terdiri dari biaya pemeliharaan rutin, biaya asuransi, dan biaya kepegawaian. Perhitungan komponen B menggunakan formula:

$$\text{Komponen B} = \frac{\text{Total fix O \& M cost}}{\text{Daya mampu netto} \times \text{total waktu operasi} \times \% \text{availability}} \quad (2.8)$$

### 2.7.3 *Fuel Cost (komponen C)*

Komponen C merupakan penggantian atas biaya bahan bakar yang dibutuhkan untuk membangkitkan tenaga listrik. Bahan bakar tergolong dalam biaya variabel, namun karena pada unit pembangkit bahan bakar adalah bahan baku utama yang membedakannya dengan unit pembangkit lain maka perhitungan biayanya dipisahkan sendiri (Trizalda & Heppy, 2013). Perhitungan komponen C menggunakan formula:

$$\text{Komponen C} = \text{Harga gas (USD)} \times \text{kurs} \times \text{fuel consumption} \quad (2.9)$$

### 2.7.4 *Variable Operational and Maintenance Cost (komponen D)*

Komponen D merupakan penggantian atas biaya operasi dan pemeliharaan yang harus dikeluarkan sesuai dengan jumlah tenaga listrik yang diproduksi. Biaya ini biasanya terdiri dari biaya pelumas, bahan kimia dan air pendingin. Perhitungan komponen D menggunakan formula:

$$\text{Komponen D} = \frac{\text{Total variable O \& M cost}}{\text{Daya mampu netto} \times \text{total waktu operasi} \times \% \text{availability}} \quad (2.10)$$

### 2.7.5 *Transmission and Distribution Cost Recovery (komponen E)*

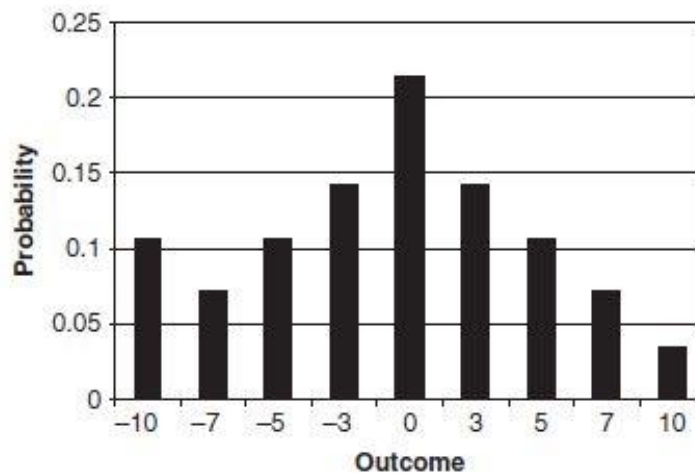
Komponen E adalah pengembalian atas biaya investasi sistem transmisi dan distribusi. Formula perhitungan pada komponen E sama dengan komponen A dimana biaya bersifat *flat*. Berikut formula perhitungan komponen E:

$$\text{Komponen } E = \frac{\text{Total biaya investasi transmisi dan distribusi } \times \text{ CRF}}{\text{Daya mampu netto } \times \text{ total waktu operasi } \times \% \text{ availability}} \quad (2.11)$$

$$\text{CRF} = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2.12)$$

## 2.8 Risiko

Risiko adalah sesuatu yang menciptakan atau menimbulkan bahaya. Bahaya yang dimaksud memberikan dampak terhadap strategi objektif dari perusahaan. Risiko digambarkan sebagai distribusi kemungkinan hasil yang tidak pasti. Distribusi risiko ini terdiri dari distribusi dengan peluang kemunculan yang sama dan peluang kemunculan yang berbeda – beda. (Monahan, 2008).



Gambar 2. 4 Distribusi Peluang Risiko (Monahan, 2008)

Setiap manajer proyek menyadari adanya risiko di dalam proyek. Dalam konteks proyek, risiko diartikan sebagai ketidakpastian yang mungkin muncul dan memberikan dampak terhadap tujuan proyek. Sebuah risiko memiliki penyebab dan jika terjadi memberikan konsekuensi. Manajemen risiko berupaya untuk mengenali dan mengatur bagian yang berpotensi menjadi risiko ketika proyek dijalankan (Larson & Gray, 2011).

Risiko dapat diklasifikasikan dalam beberapa jenis sesuai dengan lingkup risiko (Anityasari & Wessiani, 2011). Berikut jenis – jenis risiko dalam perusahaan:

1. *Operational risk.*

Risiko yang berhubungan dengan operasional perusahaan seperti risiko produktivitas, teknologi, inovasi, sistem, dan proses.

2. *Financial risk.*

Risiko yang berdampak pada kinerja keuangan perusahaan seperti risiko keuangan, likuiditas, kredit, pemodalannya, dan pasar.

3. *Hazard risk.*

Risiko kecelakaan fisik seperti bencana alam.

4. *Strategic risk.*

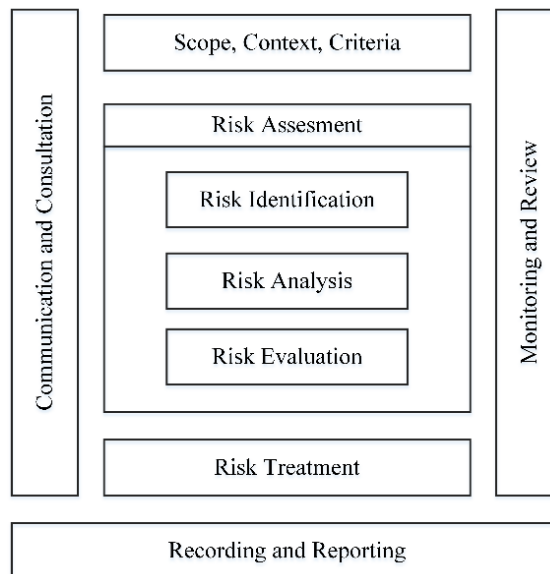
Risiko yang berhubungan dengan rencana strategis perusahaan seperti risiko usaha, transaksi strategis, dan hubungan investor.

5. *External risk.*

Risiko yang disebabkan oleh faktor eksternal seperti risiko reputasi, lingkungan, sosial, dan hukum.

Seiring berjalannya proyek, dampak dari risiko akan semakin membesar. Jelas bahwa identifikasi dan mitigasi risiko proyek perlu dilakukan sebelum proyek dilaksanakan. Manajemen risiko adalah langkah proaktif bukan reaktif. Tahapan dalam manajemen proyek terdiri dari identifikasi risiko, penilaian risiko, pengembangan respon terhadap risiko dan kontrol dari respon. Respon terhadap risiko dapat dilakukan dengan cara mitigasi risiko, menghindari risiko, transfer risiko, dan menerima risiko. Keberhasilan manajemen risiko proyek akan membuat proyek mudah mencapai tujuannya (Larson & Gray, 2011).

Proses manajemen risiko memiliki aturan standar salah satunya ISO 31000 tahun 2018. Proses manajemen risiko berdasarkan ISO 31000 dapat dilihat pada Gambar 2.4.



Gambar 2. 5 Proses Manajemen Risiko ISO 31000: 2018 (Institute of Risk Management, 2018)

Berdasarkan ISO 31000 tahun 2018 proses manajemen risiko terdiri dari penentuan *scope*, *context* dan *criteria* dari manajemen risiko, identifikasi potensi risiko, analisis risiko berupa penentuan peluang terjadi, besaran dampak dan kemampuan mendeteksi risiko, evaluasi risiko, penanganan risiko, pelaporan. Proses ini dikontrol dan dikomunikasi antar *stakeholder* agar terkoordinasi dengan baik (Institute of Risk Management, 2018).

## 2.9 Simulasi Monte Carlo

Simulasi Monte Carlo adalah model simulasi statis dengan melibatkan *random number* untuk menyelesaikan permasalahan stokastik atau deterministik (Law & Kelton, 1991). *Random number*  $U(1,0)$  dimanfaatkan untuk menghasilkan *random variates* yang relevan untuk merepresentasikan ketidakpastian dari suatu parameter. Untuk mendapatkan distribusi yang tepat perlu dilakukan *fitting distribution* terhadap parameter tersebut menggunakan data historis.

Suatu permasalahan diselesaikan oleh simulasi Monte Carlo dengan eksperimen sejumlah iterasi menggunakan sampling acak dari distribusi probabilitas. Berikut tahapan dalam simulasi Monte Carlo:

1. Membuat distrbusi probabilitas dari parameter.

2. Menyusun probabilitas kumulatif.
3. Membuat *random number*.
4. Eksperimen dari model simulasi.

### **2.10 Penelitian Terkait**

Selain landasan teori, penelitian ini juga didasari dari penelitian – penelitian sebelumnya. Penelitian sebelumnya yang dimaksud adalah penelitian terkait analisis kelayakan yang berasal dari jurnal ilmiah dan tugas akhir. Berikut penelitian – penelitian sebelumnya yang terkait dengan penelitian tugas akhir ini.



Tabel 2. 1 Penelitian Terkait dengan Penelitian Tugas Akhir

No	Penelitian	Metode	Hasil	Ruang Lingkup			
				Kelayakan Finansial	Risiko	Mitigasi	Residual Risk
1	(A. Sheikhabaei, 2010)	IRR, <i>two-ways sensitivity</i>	Kelayakan IRR, sensitivitas	✓	✓		
2	(Imam Ahmad, 2015)	<i>Payback period, NPV, IRR, benefit/ cost ratio, Adaptive Neuro Fuzzy Inference System</i>	Kelayakan NPV, IRR, <i>payback period, benefit/ cost ratio</i> , akurasi peramalan	✓	✓		
3	(Titisari Juwitaningtyas, 2015)	<i>Payback period, NPV, IRR, revenue cost ratio, breakeven point</i>	Kelayakan NPV, IRR, <i>payback period, revenue cost ratio, breakeven point</i>	✓	✓		
4	(Atikah Aghdhi Pratiwi, 2016)	Simulasi monte carlo	<i>Average monthly profit, probability monthly profit</i>	✓	✓		
5	(Erdi Suroso, 2017)	<i>Payback period, NPV, IRR, benefit/ cost ratio, one-way sensitivity</i>	Kelayakan NPV, IRR, <i>payback period, revenue cost ratio, sensitivitas</i>	✓	✓		

Tabel 2. 1 Penelitian Terkait dengan Penelitian Tugas Akhir (lanjutan)

No	Penelitian	Metode	Hasil	Ruang Lingkup			
				Kelayakan Finansial	Risiko	Mitigasi	Residual Risk
6	(Muhlishatin, 2018)	<i>Payback period, NPV, IRR, benefit/ cost ratio, simulasi monte carlo</i>	Laporan keuangan, kelayakan NPV, IRR, <i>payback period, benefit/ cost ratio, sensitivitas</i>	✓	✓		
7	(Widyatama, 2018)	<i>Payback period, NPV, IRR, simulasi monte carlo</i>	Laporan keuangan, kelayakan NPV, IRR, <i>payback period, skema tarif</i>	✓	✓	✓	
8	(Angray, 2019)	<i>Payback period, NPV, IRR, simulasi monte carlo</i>	Laporan keuangan, kelayakan NPV, IRR, <i>payback period, risk mapping, evaluasi residual risk</i>	✓	✓	✓	✓

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

## **BAB 3**

### **METODOLOGI PENELITIAN**

Bab Metodologi penelitian akan menjelaskan langkah – langkah yang digunakan dalam penelitian. Tahap dalam melakukan penelitian ini dimulai dari studi literatur dan pengumpulan data terkait permasalahan penelitian tugas akhir. Tahap berikutnya adalah mengevaluasi tarif terhadap performa finansial. Tarif yang dievaluasi berupa tarif ideal yang diestimasi dari *projected cost* dan tarif kontrak. Setelah mengevaluasi tarif kemudian diidentifikasi risiko yang mempengaruhi performa finansial untuk dibuat model keuangan dengan mempertimbangkan risiko. Risiko tersebut kemudian dianalisis dan dibuat *risk mapping*. Pertimbangan terhadap risiko yang dihadapi pada tarif maka disusun mitigasi berupa penyesuaian tarif. Setelah mitigasi, akan dilakukan evaluasi terhadap *residual risk*. Pada tahap terakhir diambil kesimpulan penelitian dan diberikan saran untuk penelitian selanjutnya.

#### **3.1 Studi Literatur**

Pada tahap ini dijelaskan mengenai studi literatur yang digunakan dalam penelitian. Studi literatur berfungsi sebagai landasan teori dalam penelitian tugas akhir. Studi literatur tersebut berupa sistem bisnis tenaga listrik, peraturan UU, pemerintah dan menteri terkait tenaga listrik, kriteria kelayakan finansial, dan risiko proyek.

#### **3.2 Pengumpulan Data**

Pada tahap ini dikumpulkan data berupa data spesifikasi produksi dari unit pembangkit, biaya investasi, biaya operasional, dan biaya modal kerja awal. Data ini berfungsi sebagai *input* dalam melakukan analisis kelayakan finansial dan perancangan usulan tarif baru.

### 3.2.1 Data Spesifikasi Unit Pembangkit

Data spesifikasi berfungsi untuk mengestimasi total produksi listrik yang dapat dihasilkan oleh unit pembangkit. Berikut data spesifikasi dari unit pembangkit PT X.

Tabel 3. 1 Rincian Data Kapasitas Produksi Unit Pembangkit

Keterangan	Nilai
Kapasitas maksimum	22 MW
<i>Capacity factor</i>	90%
<i>Self consumption</i>	2%
<i>Losses</i>	4%
Hari operasi	330 hari/ tahun
Jam operasi	24 jam/ hari
<i>Availability factor</i>	90%

(Perusahaan Sektor Energi, 2018)

Kapasitas unit pembangkit PT X adalah 22 MW disesuaikan dengan kebutuhan pasokan ke konsumen. Waktu operasi 330 hari/tahun diestimasi berdasarkan waktu total operasi dari pabrik konsumen. *Availability factor* mengakomodir kemungkinan penghentian operasi unit pembangkit akibat *maintenance*.

### 3.2.2 Biaya Investasi

Biaya investasi digunakan untuk analisis kelayakan finansial dan penentuan tarif *capital cost recovery* (komponen A). Biaya investasi unit pembangkit terdiri dari biaya *engineering, procurement, and construction* (EPC), non-EPC dan biaya komisi untuk pemilik proyek. Berikut rincian biaya investasi unit pembangkit.

Tabel 3. 2 Rincian Biaya Investasi Unit Pembangkit (USD)

Description	Total Cost
a. EPC cost	21,029,482
b. Non EPC direct cost	6,387,304
c. Owner controlled cost	2,211,374
<b>Total investment</b>	<b>29,628,160</b>

(Perusahaan Sektor Energi, 2018)

Dari Tabel 3.2 menunjukkan total biaya investasi untuk pembangkit sebesar USD 29,628,160.

### 3.2.3 *Biaya Operasional*

Biaya operasional adalah biaya yang dikeluarkan untuk operasi dan pemeliharaan unit pembangkit dalam memproduksi listrik. Biaya operasional terdiri dari *fix cost* dan *variable cost*. *Fix cost* adalah biaya yang pengeluarannya tetap dan tidak dipengaruhi oleh jumlah listrik yang diproduksi. *Variable cost* adalah biaya yang nilainya dipengaruhi oleh besaran listrik yang diproduksi.

*Fix operational and maintenance cost* terdiri dari biaya sewa lahan, biaya pekerja, biaya pemeliharaan, biaya asuransi, biaya administrasi, dan *overhead* kantor. *Variable operational and maintenance cost* terdiri dari biaya penggunaan *cooling water*, *chemical*, dan utilitas listrik. *Cooling water* berfungsi untuk menjaga tekanan dan panas dari *gas turbine generator* (GTG) (Tejanegara, 2013).

## 3.3 **Evaluasi Finansial**

Setelah mengumpulkan data yang diperlukan kemudian dilakukan evaluasi terhadap kelayakan finansial dari tarif. Langkah awal yang dilakukan adalah menghitung total kapasitas produksi per tahun dari unit pembangkit. Setelah itu dilakukan estimasi total *projected cost* berupa *capital expenditure* dan *operational expenditure*. Berdasarkan estimasi *projected cost* kemudian dilakukan estimasi besaran tarif ideal berupa biaya komponen A, komponen B, dan komponen D. Tarif estimasi dan tarif kontrak akan dievaluasi pengaruhnya terhadap performa finansial. *Revenue* dihitung berdasarkan tarif yang hasilnya ditampilkan dalam laporan keuangan berupa *income statement*, *balance sheet*, *cash flow*, dan *free cash flow*. Berdasarkan *free cash flow* kemudian dihitung kriteria kelayakan finansialnya menggunakan NPV, IRR, dan *payback period* untuk menentukan kelayakan dari proyek.

## 3.4 **Pengelolaan Risiko**

Pembuatan model risiko menggunakan model simulasi Monte Carlo. Tahapan ini diawali dengan mengidentifikasi faktor risiko dari tiap komponen biaya

yang mempengaruhi kelayakan unit pembangkit. Nilai faktor tersebut diestimasi menggunakan *fitting distribution*. Hasil *fitting* berupa distribusi probabilitas digunakan untuk merepresentasikan ketidakpastian nilai dari faktor risiko. Model ini diujikan terhadap tarif kontrak untuk menganalisis kelayakannya dengan mempertimbangkan risiko.

Menggunakan model simulasi akan dilakukan analisis risiko untuk menyusun *risk mapping* untuk mengetahui risiko yang signifikan dalam menurunkan kelayakan investasi. Berdasarkan hasil analisis risiko kemudian dirancang strategi mitigasi berupa memindahkan risiko ke pihak konsumen dengan membuat penyesuaian tarif. Tarif yang telah disesuaikan diuji dalam model risiko untuk memperoleh kelayakan finansial setelah mitigasi. Risiko yang dimitigasi belum tentu dalam dihilangkan secara sempurna sehingga perlu dilakukan *residual risk mapping*. Strategi mitigasi dikatakan berhasil jika *residual risk* berada dalam kondisi yang ditoleransi.

### **3.5 Kesimpulan dan Saran**

Tahap terakhir adalah penarikan kesimpulan dan pemberian saran. Kesimpulan yang dihasilkan akan menjawab tujuan dari penelitian tugas akhir. Pemberian saran bertujuan agar penelitian selanjutnya menjadi lebih baik.

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*



## BAB 4

### EVALUASI FINANSIAL

Bab Evaluasi Finansial menjelaskan estimasi pendapatan, biaya investasi, biaya operasional, dan hasil evaluasi kelayakan dari pembangkit.

#### 4.1 Estimasi Volume Penjualan Listrik

Pada sub-bab ini menjelaskan estimasi dari volume listrik yang dijual per tahun dari unit pembangkit. Kapasitas terpasang pada unit pembangkit sebesar 22 MW, namun pada umumnya unit pembangkit tidak mampu beroperasi pada kapasitas maksimum tersebut akibat adanya penurunan *capacity factor* dan *losses*. PT X dan konsumen telah menyetujui terkait *load* wajar unit pembangkit yaitu sebesar 18.5 MW. Dari kapasitas maksimum 22 MW diestimasikan keluaran netto sebesar 18.5 MW dengan *capacity factor* 90%, *self consumption* 4%, dan *other losses* sebesar 2%. Volume listrik yang dijual per tahun sebesar 131,868,000 kWh dengan total waktu operasi per tahun 7920 jam dan *availability factor* 90%.

#### 4.2 Pendanaan Investasi Unit Pembangkit

Biaya investasi unit pembangkit terdiri dari *EPC Cost*, *Non EPC Cost* dan biaya komisi sebesar USD 26,934,691 dapat dilihat pada Tabel 3.1. Pendanaan biaya investasi ini bersumber dari biaya sendiri dan pinjaman bank dengan porsi 30% dan 70%. Akibat adanya pinjaman maka akan timbul berupa biaya tambahan yaitu *Interest During Construction (IDC)*. Biaya IDC ini juga dikreditkan ke bank dengan porsi 70% sehingga timbul biaya *interest of IDC*. Selain itu, peminjaman uang dari bank akan dikenakan biaya provisi. Berikut rincian total biaya investasi.

Tabel 4. 1 Rekap Total Biaya Investasi (USD)

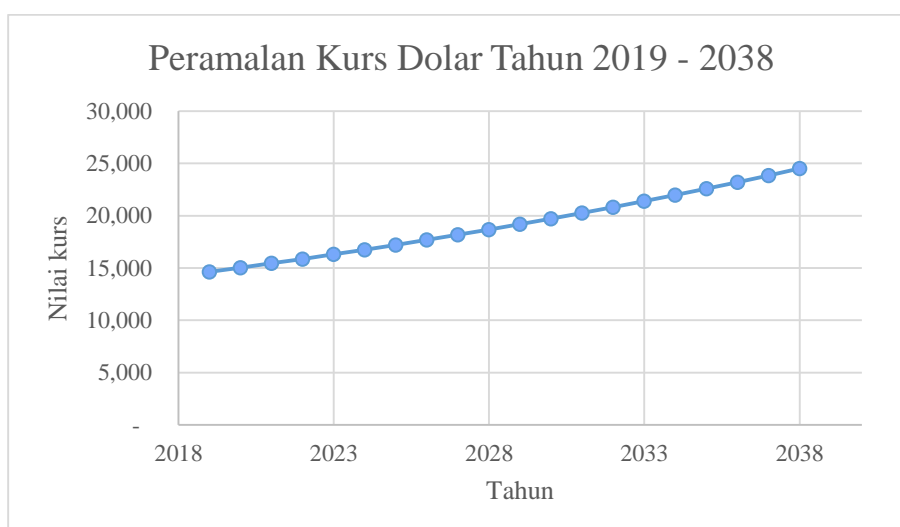
<i>Description</i>	<i>Total</i>
a. <i>EPC cost</i>	21,029,482
b. <i>Non EPC direct cost</i>	6,387,304
c. <i>Owner controlled cost</i>	2,211,374
<b><i>Total invesment</i></b>	<b>29,628,160</b>
<b><i>Total invesment include IDC</i></b>	<b>30,578,788</b>

Total biaya investasi unit pembangkit sebesar USD 30,578,788.

### 4.3 Estimasi Faktor Ekonomi Makro

Pada sub-bab ini akan dilakukan estimasi terhadap faktor ekonomi makro berupa inflasi dan kurs dollar. Inflasi merupakan peningkatan harga secara umum. Peningkatan harga ini akan mempengaruhi kinerja finansial berupa peningkatan biaya operasional tiap tahunnya. Oleh karena itu, inflasi perlu diperhitungkan dalam evaluasi kinerja finansial. Tingkat inflasi yang digunakan sebesar 4.5% stabil hingga tahun 2038.

Nilai kurs dolar dapat mempengaruhi kinerja finansial akibat adanya transaksi menggunakan mata uang dolar amerika. Perubahan nilai kurs ditentukan oleh mekanisme pasar salah satunya tingkat inflasi. Tingkat inflasi merefleksikan tingkat impor suatu negara sehingga permintaan terhadap valuta asing di pasar uang meningkat. Peningkatan permintaan valuta asing akan menguatkan nilai dari valuta asing tersebut (Atmadja, 2002). Estimasi nilai kurs menggunakan metode *Purchasing Power Parity* (PPP) yaitu metode estimasi kurs dengan membandingkan tingkat inflasi kedua negara (Investopedia, 2011). Berikut hasil estimasi nilai kurs dolar untuk tahun 2019 – 2038.



Gambar 4. 1 Estimasi Kurs Dolar Tahun 2019 - 2038

Pada Gambar 4.1 menunjukkan hasil perhitungan kurs dolar pada 20 tahun mendatang yaitu tahun 2019 hingga 2038. Pola perubahan nilai kurs dolar menunjukkan *trend* meningkat.

#### 4.4 Estimasi Biaya Operasional

Pada sub-bab ini dilakukan estimasi terhadap *projected cost* dari operasi yang terdiri dari biaya pegawai, sewa lahan, pemakaian *cooling water*, *chemical*, utilitas listrik, *maintenance*, *overhead* dari kantor dan asuransi. Berikut rekap biaya operasional unit pembangkit dalam kategori *fixed* dan *variable cost*.

Tabel 4. 2 Total Biaya Operasional per Tahun (USD)

<i>Description</i>	<i>Category</i>	<i>Yr. 1</i>	<i>Yr. 2</i>	<i>Yr. 3</i>
<i>Total Fixed O &amp; M</i>	<i>Fixed</i>	1,693,145	1,783,045	1,878,077
<i>Total Variable O &amp; M</i>	<i>Variable</i>	196,373	200,664	205,070
<b><i>Total Expense</i></b>		<b>1,889,517</b>	<b>1,983,709</b>	<b>2,083,147</b>

Pada Tabel 4.23 menunjukkan total biaya operasional per tahun sebesar USD 1,889,517 pada tahun ke – 1 operasi dan meningkat tiap tahun. Biaya yang tergolong sebagai *fixed cost* yaitu biaya sewa lahan, pegawai, pemeliharaan, *overhead* kantor, dan asuransi. Sedangkan, biaya yang tergolong *variable cost* terdiri dari biaya *cooling water*, *chemical*, dan utilitas listrik.

#### 4.5 Perhitungan Depresiasi dan Amortisasi

Depresiasi dan amortisasi merupakan beban non kas berupa penurunan nilai buku suatu aset karena pemakaian, keusangan ataupun pergantian teknologi. Berikut estimasi beban depresiasi dan amortisasi dari aset unit pembangkit.

Tabel 4. 3 Beban Depresiasi dan Amortisasi per Tahun (USD)

<i>Item</i>	<i>Age</i>	<i>Depreciation value</i>	<i>Asset Value</i>	<i>Book Value</i>		
				<i>Yr. 1</i>	<i>Yr. 2</i>	<i>Yr. 3</i>
<i>EPC (Yr. -1)</i>	20	525,737	10,514,741	9,989,004	9,463,267	8,937,530
<i>EPC (Yr. 0)</i>	20	525,737	10,514,741	9,989,004	9,463,267	8,937,530
<i>Non EPC</i>	20	319,365	6,387,304	6,067,939	5,748,574	5,429,208
<i>Pre operational (Yr. -1)</i>	5	221,137	1,105,687	884,550	663,412	442,275
<i>Pre operational (Yr. 0)</i>	5	221,137	1,105,687	884,550	663,412	442,275

Tabel 4. 3 Beban Depresiasi dan Amortisasi per Tahun (USD) (lanjutan)

Item	Age	Depreciation value	Asset Value	Book Value		
				Yr. 1	Yr. 2	Yr. 3
Interest (Yr. 0)	5	42,833	214,167	171,333	128,500	85,667
Interest (Yr. -1)	5	147,292	736,461	589,169	441,877	294,584
<b>Depreciation</b>				<b>1,370,839</b>	<b>1,370,839</b>	<b>1,370,839</b>
<b>Amortization</b>				<b>632,400</b>	<b>632,400</b>	<b>632,400</b>

Depresiasi dan amortisasi aset dihitung menggunakan metode garis lurus. Pada Tabel 4.3 menunjukkan beban depresiasi dan amortisasi tiap tahun. Beban ini bersifat tetap hingga umur aset habis.

#### 4.6 Estimasi Cost of Capital

Biaya modal merupakan ukuran diterimanya suatu investasi yang berkaitan dengan *required rate of return*. Akibat sumber pendanaan yang berasal dari 2 sumber yaitu modal sendiri dan pinjaman bank, maka biaya modal perlu dihitung dengan rata – rata tertimbang menggunakan metode *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*. *Cost of debt* yang digunakan adalah bunga setelah pajak dan *cost of equity* menggunakan perhitungan *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*. Hasil estimasi biaya modal memperoleh WACC sebesar 4.84%.

#### 4.7 Penentuan Tarif

Estimasi besaran tarif berdasarkan perhitungan komponen A, komponen B, dan komponen D. Komponen A merupakan tarif atas pengembalian biaya investasi, komponen B merupakan tarif atas pengembalian biaya operasional dan pemeliharaan tetap ,dan komponen D merupakan tarif atas pengembalian biaya operasional dan pemeliharaan variabel. Hasil perhitungan memperoleh tarif komponen A sebesar USD 0,0312/ kWh, komponen B sebesar 0,0206/ kWh, dan komponen D sebesar 0,0018/ kWh.

PT X telah menyepakati suatu mekanisme penyesuaian tarif terhadap kurs dikarenakan adanya risiko peningkatan kurs. Hasil estimasi tarif dan tarif kontrak yang digunakan dalam perhitungan pendapatan akan disesuaikan dengan perubahan kurs.

#### 4.8 Evaluasi Kelayakan Finansial Berdasarkan Tarif

Evaluasi kelayakan menggunakan kriteria NPV, IRR dan *payback period*. Perhitungan NPV dilakukan dengan cara mencari akumulasi nilai *present value* dari *free cash flow*. Perhitungan IRR dilakukan dengan mencari persentase *return rate* dari *free cash flow*. Perhitungan *payback period* dilakukan dengan cara mencari nilai 0 dari *accumulated discounted cash flow*. Berikut hasil evaluasi kelayakan dari investasi unit pembangkit.

Tabel 4. 4 Hasil Evaluasi Kelayakan Berdasarkan Tarif

<b>Criteria</b>	<b>Tarif Ideal</b>	<b>Tarif Kontrak</b>
<i>NPV</i>	17,079,393	9,873,139
<i>IRR</i>	11.01%	8.55%
<i>Payback period</i>	9.47 Tahun	12.13 Tahun

Berdasarkan hasil evaluasi kelayakan pada tarif estimasi diperoleh NPV positif yaitu USD 17,079,393 dan IRR 11.01% lebih besar dari WACC 4.84% serta *payback period* sebesar 9.47 tahun. Pada tarif kontrak diperoleh NPV positif yaitu USD 9,873,139 dan IRR 8.55% lebih besar dari WACC 4.84% serta *payback period* sebesar 12.13 tahun. Dari hasil evaluasi diketahui jika tarif kontrak menghasilkan *return* yang lebih rendah dibandingkan dengan tarif estimasi, namun masih dalam rentang layak. Hasil evaluasi belum dapat dipastikan karena adanya risiko, oleh karena itu perlu dilakukan evaluasi kelayakan finansial mempertimbangkan risiko.

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

## BAB 5

### PENGELOLAAN RISIKO

Bab Pengelolaan Risiko menjelaskan penentuan *scope*, *context*, dan *criteria*, identifikasi risiko, analisis risiko, evaluasi risiko dan simulasi Monte Carlo untuk mengukur peluang kelayakan proyek.

#### 5.1 Identifikasi Risiko

Tahap identifikasi risiko bertujuan untuk menemukan potensi kegagalan dalam suatu proses. Pada manajemen risiko investasi pembangkit ini dilakukan identifikasi risiko terhadap komponen pendapatan dan biaya dari unit pembangkit. Berikut hasil identifikasi risiko investasi unit pembangkit.

Tabel 5. 1 Identifikasi Risiko Investasi Unit Pembangkit

<i>Risk Driver</i>	<i>Potential Failure</i>
Penurunan <i>capacity factor</i>	Menurunnya daya mampu dari pembangkit sehingga volume listrik yang diproduksi berkurang
	Bertambahnya biaya operasi berupa biaya pinalti atas gas yang gagal diubah menjadi listrik
Penurunan <i>availability factor</i>	Berkurangnya waktu operasi dari pembangkit sehingga volume listrik yang diproduksi berkurang
	Bertambahnya biaya operasi berupa biaya pinalti atas gas yang gagal diubah menjadi listrik
Ketidakpastian <i>losses</i> dari hasil produksi	Meningkatnya jumlah listrik yang hilang sehingga volume listrik yang dijual berkurang
	Bertambahnya biaya operasi berupa biaya pinalti atas konsumsi gas dari listrik yang hilang
Penurunan efisiensi konsumsi gas	Meningkatnya konsumsi gas per satuan daya sehingga dikenakan pinalti atas konsumsi gas berlebih
Ketidakpastian inflasi	Peningkatan biaya pegawai
	Peningkatan biaya cooling water dan chemical
	Peningkatan biaya utilitas listrik
	Peningkatan biaya pemeliharaan
	Peningkatan biaya overhead kantor
Ketidakpastian LIBOR <i>rate</i>	Peningkatan suku bunga pinjaman
	Ketidakpastian kurs dolar

Komponen yang memiliki risiko terdiri dari produksi listrik, biaya pegawai, *cooling water* dan *chemical*, utilitas listrik, pemeliharaan, *overhead* kantor, asuransi, dan beban bunga. Tarif memiliki risiko terhadap kurs dolar namun PT X telah memiliki skema penyesuaian terhadap kurs dolar sehingga sehingga kurs dolar menjadi tidak berisiko. Pada biaya sewa lahan tidak memiliki risiko karena biayanya telah disepakati dengan pihak penyewa.

## 5.2 Analisis Risiko

Setelah identifikasi risiko akan dilakukan analisis terhadap risiko. Analisis risiko bertujuan untuk menentukan nilai *likelihood* dan *consequences* dari risiko. Penentuan nilai tersebut dilakukan dengan model simulasi Monte Carlo berdasarkan *input variability* dari identifikasi risiko. Dari hasil analisis risiko kemudian dibuat *risk mapping* untuk menentukan kategori dari risiko.

### 5.2.1 Penentuan Likelihood dari Risiko

*Likelihood* menunjukkan seberapa besar peluang terjadinya suatu risiko. Estimasi peluang ini merupakan peluang kemunculan risiko berdasarkan distribusinya. Oleh karena itu dalam penentuan *likelihood* diperlukan distribusi dari tiap risiko. Berdasarkan *input variability* tersebut dilakukan estimasi *likelihood* menggunakan metode *goal seek* terhadap tiap faktor risiko secara *independent*. Hasil dari *goal seek* berupa *point estimate* yang kemudian dicari peluang munculnya nilai tersebut. *Likelihood* dari risiko adalah peluang dari kemunculan *point estimate* hasil estimasi dari *goal seek*. Berikut hasil estimasi *likelihood* untuk seluruh faktor risiko.

Tabel 5. 2 *Likelihood* dari Risiko Investasi Pembangkit

<b><i>Risk Factor</i></b>	<b><i>Likelihood</i></b>
Inflasi	71.17%
LIBOR <i>rate</i>	0%
Penurunan <i>capacity factor</i>	9.80%
Penurunan <i>availability factor</i>	9.30%
<i>Losses</i>	72.00%
Penurunan efisiensi konsumsi gas	20.00%



Hasil estimasi memperoleh *likelihood* inflasi sebesar 71.17%, penurunan *capacity factor* sebesar 9.8%, penurunan *availability factor* sebesar 9.3%, penurunan efisiensi konsumsi gas sebesar 20.0%, *losses* sebesar 72%, dan LIBOR *rate* memiliki *likelihood* paling kecil sebesar 0%.

### 5.2.2 Penentuan Consequences dari Risiko

*Consequences* menunjukkan bersaran dampak dari suatu faktor risiko. Estimasi nilai *consequences* menggunakan metode *stress analysis* terhadap tiap faktor risiko untuk melihat pengaruhnya secara *independent* terhadap penurunan NPV dari investasi. Berikut hasil *stress analysis* pada risiko investasi pembangkit.

Tabel 5. 3 *Consequences* dari Risiko Investasi Pembangkit

<i>Risk Factor</i>	<i>Consequences</i>
Inflasi	106.51%
LIBOR <i>rate</i>	0.03%
Penurunan <i>capacity factor</i>	50.51%
Penurunan <i>availability factor</i>	52.09%
<i>Losses</i>	67.65%
Penurunan efisiensi konsumsi gas	36.18%

Hasil estimasi memperoleh *consequences* inflasi sebesar 106.51%, penurunan *capacity factor* sebesar 50.51%, penurunan *availability factor* sebesar 52.09%, penurunan efisiensi konsumsi gas sebesar 36.18%, *losses* sebesar 67.65%, dan LIBOR *rate* memiliki *likelihood* paling kecil sebesar 0.03%.

### 5.2.3 Risk Mapping

Setelah diperoleh nilai *likelihood* dan *consequences* dari risiko kemudian dibuat *risk mapping* untuk menentukan kategori risiko. *Risk mapping* terdiri dari 2 sumbu yaitu *likelihood* dan *consequences* yang menunjukkan tingkat pengaruh risiko terhadap NPV. *Likelihood* menunjukkan tingkat peluang kemunculan dari risiko dan *consequences* menunjukkan tingkat dampak dari risiko. Berikut *risk mapping* dari risiko investasi pembangkit.

Tabel 5. 4 *Risk Mapping* Risiko Investasi Pembangkit

Risk Map		Consequences					
		Insignificant	Minor	Moderate	Major	Catastrophic	
		1	2	3	4	5	
Likelihood	Rare	1	LIBOR rate			Penurunan capacity factor, penurunan availability factor	
	Unlikely	2			Efisiensi konsumsi gas		
	Possible	3					
	Likely	4				Losses	Inflasi
	Almost certain	5					

Keterangan	low	moderate	high	extreme
------------	-----	----------	------	---------

Hasil *risk mapping* memperoleh risiko inflasi dan *losses* dikategorikan *extreme risk*. Penurunan *capacity factor* dan *availability factor* dikategorikan sebagai *high risk*. Risiko penurunan efisiensi konsumsi gas yang dikategorikan *moderate risk* dan risiko LIBOR rate yang dikategorikan *low risk* berada dalam zona risiko yang ditoleransi. Hasil ini berarti risiko yang berbahaya pada investasi pembangkit terdiri dari inflasi, *losses*, penurunan *capacity factor* dan penurunan *availability factor*.

### 5.3 Risk Treatment

Berdasarkan hasil analisis risiko diperoleh tingkat *likelihood* dan *consequences* dari tiap risiko. Hasil *risk mapping* memperoleh risiko yang berbahaya terdiri dari inflasi, *losses*, penurunan *capacity factor* dan penurunan *availability factor*. Oleh karena itu perlu dirancang strategi *risk treatment* untuk menurunkan dampak dari risiko terhadap kelayakan. *Risk treatment* dapat dilakukan dengan *avoid*, *mitigation*, *transfer* dan *accept*. Risiko inflasi ditangani dengan melakukan penyesuaian terhadap tarif berupa memasukkan komponen inflasi ke dalam tarif sedangkan risiko lain ditangani dengan meningkatkan pemeliharaan.

### 5.3.1 Penentuan Likelihood dari Residual Risk

Penentuan *likelihood* dari risiko sisa bertujuan untuk menganalisis kemungkinan muncul dari risiko setelah tahap *risk treatment*. *Likelihood* diestimasi menggunakan metode *goal seek*. Berikut hasil estimasi *likelihood* untuk seluruh faktor risiko sisa.

Tabel 5. 5 *Likelihood* dari Risiko Sisa

<b><i>Risk Factor</i></b>	<b><i>Likelihood</i></b>
Inflasi	27.60%
LIBOR <i>rate</i>	0%
Penurunan <i>capacity factor</i>	4.90%
Penurunan <i>availability factor</i>	4.90%
<i>Losses</i>	24.00%
Penurunan efisiensi konsumsi gas	20.00%

Hasil estimasi memperoleh *likelihood* inflasi sebesar 27.6%, penurunan *capacity factor* sebesar 4.9%, penurunan *availability factor* sebesar 4.9%, penurunan efisiensi konsumsi gas sebesar 20%, *losses* sebesar 24%, dan LIBOR *rate* memiliki *likelihood* paling kecil sebesar 0%.

### 5.3.2 Penentuan Consequences dari Residual Risk

Penentuan *consequences* dari risiko sisa bertujuan untuk menganalisis besaran dampak risiko setelah tahap *risk treatment*. Dampak ini berupa penurunan NPV yang diakibatkan oleh tiap risiko. Estimasi *consequences* menggunakan metode *stress analysis*. Berikut hasil *stress analysis* pada risiko sisa.

Tabel 5. 6 *Consequences* dari Risiko Sisa

<b><i>Risk Factor</i></b>	<b><i>Consequences</i></b>
Inflasi	0.15%
LIBOR <i>rate</i>	0.03%
Penurunan <i>capacity factor</i>	43.72%
Penurunan <i>availability factor</i>	46.82%
<i>Losses</i>	46.17%
Penurunan efisiensi konsumsi gas	36.18%

Hasil estimasi memperoleh *consequences* inflasi sebesar 0.15%, penurunan *capacity factor* sebesar 43.72%, penurunan *availability factor* sebesar 46.82%, penurunan efisiensi konsumsi gas sebesar 36.18%, *losses* sebesar 46.17%, dan *LIBOR rate* memiliki *likelihood* paling kecil sebesar 0.03%.

### 5.3.3 Residual Risk Mapping

Setelah diperoleh nilai *likelihood* dan *consequences* dari risiko sisa kemudian dibuat *residual risk mapping* untuk menentukan kategori dari tiap risiko sisa. Berikut *residual risk mapping* setelah *risk treatment*.

Tabel 5. 7 *Residual Risk Mapping* dari Risiko Setelah Mitigasi

Risk Map			Consequences				
			Insignificant	Minor	Moderate	Major	Catastropic
			1	2	3	4	5
Likelihood	Rare	1	LIBOR rate		Penurunan <i>capacity factor</i> , penurunan <i>availability factor</i>		
	Unlikely	2			Efisiensi konsumsi gas, <i>losses</i>		
	Possible	3	Inflasi				
	Likely	4					
	Almost certain	5					

Keterangan	low	moderate	high	extreme
------------	-----	----------	------	---------

Setelah *risk treatment* risiko inflasi dari kategori *extreme risk* menjadi *low risk*, risiko *losses* dari kategori *extreme risk* menjadi *moderate risk*, penurunan *capacity* dan *availability factor* dari *high risk* menjadi *moderate risk*. Keseluruhan risiko berada dalam kategori risiko yang ditoleransi sehingga tidak perlu dilakukan *risk treatment* kembali terhadap risiko sisa. Berikut rekap penurunan *likelihood* dan *consequences* dari risiko.

## 5.4 Evaluasi Keseluruhan Risiko Menggunakan Simulasi Monte Carlo

Pada Sub-bab 5.2 dan 5.3 telah dilakukan estimasi tingkat pengaruh tiap risiko terhadap kelayakan investasi. Estimasi dari tiap faktor tersebut dilakukan secara *independent*. Pada sub-bab ini akan dievaluasi keseluruhan risiko dan interaksi antar risiko tersebut menggunakan simulasi Monte Carlo.

### 5.4.1 Evaluasi Keseluruhan Risiko Tanpa Risk Treatment

Evaluasi ini bertujuan untuk memperoleh kelayakan investasi berdasarkan risiko. Berikut hasil estimasi kelayakan finansial dari investasi pembangkit mempertimbangkan keseluruhan risiko.

Tabel 5. 8 Hasil Evaluasi Kelayakan Finansial dari Investasi Pembangkit dengan Mempertimbangkan Keseluruhan Risiko

<i>Criteria</i>	<i>Value</i>		<i>Probability of feasibility</i>
	<i>Mean</i>	<i>Std</i>	
NPV	-7,087,980	2,849,105	0.40%
IRR	0.43%	2.55%	0.40%

Dari hasil evaluasi diperoleh rata - rata NPV sebesar USD -7,087,980 dengan peluang NPV positif 0.40% dan rata – rata IRR sebesar 0.43% dengan peluang IRR lebih besar dari WACC 0.40% sedangkan hasil evaluasi tanpa risiko memperoleh NPV USD 9,873,139 dan IRR 8.55%. Kondisi ini menyatakan investasi pembangkit ini terlalu berisiko jika tidak dilakukan *risk treatment*.

### 5.4.2 Evaluasi Keseluruhan Risiko dengan Risk Treatment

Evaluasi ini bertujuan untuk memperoleh kelayakan investasi berdasarkan risiko setelah penerapan *risk treatment*. Berikut hasil estimasi kelayakan finansial dari investasi pembangkit setelah penerapan *risk treatment*.

Tabel 5. 9 Hasil Evaluasi Kelayakan Finansial dari Investasi Pembangkit dengan Mempertimbangkan Keseluruhan Risiko dengan *Risk Treatment*

<i>Criteria</i>	<i>Value</i>		<i>Probability of feasibility</i>
	<i>Mean</i>	<i>Std</i>	
NPV	1,061,380	1,284,116	80.40%
IRR	5.28%	0.54%	80.30%

Berdasarkan hasil simulasi diperoleh rata – rata NPV sebesar USD 1,061,380 dengan peluang NPV positif sebesar 80.40% dan rata – rata IRR 5.28% dengan peluang IRR lebih besar dari WACC sebesar 80.30%. Nilai NPV dan IRR setelah penerapan mitigasi masih di bawah nilai kelayakan dari evaluasi tanpa risiko yaitu NPV sebesar USD 9,873,139 dan IRR sebesar 8.55%. Namun, dikarenakan rata – rata NPV dan IRR melewati batas kriteria kelayakan dengan peluang 80.40% maka investasi pembangkit ini dapat disimpulkan cukup layak setelah penerapan mitigasi.

## **BAB 6**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

Bab Kesimpulan dan Saran menjelaskan kesimpulan dari penelitian Tugas Akhir dan saran untuk penelitian selanjutnya.

#### **6.1 Kesimpulan**

Kesimpulan dari hasil penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Hasil evaluasi kelayakan finansial berdasarkan tarif kontrak memperoleh nilai NPV sebesar USD 9,873,139, IRR sebesar 8.55%, dan *payback period* 12.13 tahun. Nilai kriteria kelayakan berdasarkan tarif kontrak lebih kecil dibandingkan dengan hasil evaluasi menggunakan tarif ideal yang diestimasi dari *projected cost*. Berdasarkan tarif estimasi diperoleh nilai NPV sebesar USD 17,079,393, IRR sebesar 11.01% dan *payback period* 9.47 tahun. Hasil ini menunjukkan bahwa penggunaan tarif kontrak akan memperoleh *return* yang lebih kecil dari *return* normalnya. Walaupun penetapan tarif kontrak memperoleh *return* yang lebih kecil, nilai tersebut berada dalam kondisi layak.
2. Berdasarkan identifikasi risiko diperoleh 6 sumber risiko yaitu ketidakpastian inflasi, ketidakpastian LIBOR *rate*, penurunan *capacity factor*, penurunan *availability factor*, ketidakpastian *losses* dari hasil produksi, dan penurunan efisiensi konsumsi gas. Hasil analisis risiko memperoleh 4 risiko yang signifikan yaitu ketidakpastian inflasi dan *losses* pada kategori *extreme risk*, penurunan *capacity* dan *availability factor* pada kategori *high risk*. Risiko LIBOR *rate* dan penurunan efisiensi konsumsi gas berada dalam kondisi risiko yang ditoleransi yaitu pada kategori *low risk* dan *moderate risk*. Apabila risiko ini tidak ditangani maka akan menyebabkan penurunan kriteria kelayakan dengan NPV rata – rata USD – 7,087,980 dengan peluang 0.4% terjadinya NPV positif dan IRR rata – rata sebesar 0.43% dengan peluang 0.4% terjadinya IRR lebih besar WACC.

3. Setelah diterapkan *risk treatment* berupa penyesuaian tarif dengan memasukkan komponen inflasi ke dalam tarif, peningkatan ketelitian pengujian pada saat *commissioning test* dan pemeliharaan diperoleh evaluasi kelayakan dari investasi pembangkit dengan nilai NPV rata – rata sebesar USD 1,061,380 dengan peluang 80.40% terjadi NPV positif dan nilai IRR rata – rata 5.28% dengan peluang 80.30% terjadi IRR lebih besar dari WACC. Penerapan *risk treatment* menyebabkan risiko sisa inflasi turun menjadi *low risk*, penurunan *capacity factor*, penurunan *availability factor*, dan *losses* turun menjadi *moderate risk*.

## 6.2 Saran

Saran untuk penelitian berikutnya adalah sebagai berikut:

1. Estimasi terhadap penurunan peluang risiko dari keandalan pembangkit dan kenaikan biaya pemeliharaan akibat *risk treatment* dianjurkan menggunakan data historis sehingga keputusan penerapan *risk treatment* lebih akurat.
2. Unit pembangkit GTG menghasilkan keluaran berupa listrik dan *steam*. Pada penelitian berikutnya evaluasi kelayakan dianjurkan ikut memperhitungkan keluaran GTG berupa *steam*.



## DAFTAR PUSTAKA

- A. Sheikhabaei, M. K. (2010). Financial Feasibility Study Between Purchasing and Hiring LNG Carrier in IRANIAN LNG Industry.
- Agus. (2015). *Daftar Gaji UMR Jatim Tahun 2019*. Diambil kembali dari <http://www.gajiumr.com/gaji-umr-jawa-timur/>
- Albana, A. S. (2012). *Pengembangan Metode Manajemen Risiko untuk Keputusan Kelayakan Investasi yang Mempertimbangkan Ketidakpastian*. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Anityasari, M., & Wessiani, N. A. (2011). *Analisa Kelayakan Usaha*. Surabaya: Guna Widya.
- Atikah Aghdhi Pratiwi, R. R. (2016). Analisis Risiko Finansial dengan Metode Simulasi Monte Carlo (Studi Kasus: PT. Phase Delta Control). *Akrual*, 62-71.
- Atmadja, A. S. (2002). Analisa Pergerakan Nilai Tukar Rupiah Terhadap Dolar Amerika Setelah Diterapkannya Kebijakan Sistem Nilai Tukar Mengambang Bebas Di Indonesia. *Jurnal Akutansi & Keuangan Vol. 4*, 69-78.
- Dewan Energi Nasional Republik Indonesia. (2014, Juni 26). *Kebijakan Energi Nasional ( KEN ) Road Map Kebijakan Ketahanan Dan Kemandirian Energi*. Diambil kembali dari DEN: <https://den.go.id/index.php/dinamispage/index/471-.html>
- Erdi Suroso, T. P. (2017). Financial Feasibility Study of Liquid Smoke Industry from Palm Oil Empty Fruit Bunch in Mesuji Regency, Lampung Province. *INSIST*, 23-26.
- ESDM. (2018, Oktober 21). *Ini Angka Cadangan Migas Indonesia dan Cara Meningkatkankannya*. Diambil kembali dari Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia: <https://www.esdm.go.id/id/media-center/arsip-berita/ini-angka-cadangan-migas-indonesia-dan-cara-meningkatkannya>

- Hasan, I. (2014). *Peran Energi Dalam Pembangunan Negara*. Diambil kembali dari Academia:  
[http://www.academia.edu/8748292/Peran\\_Energi\\_dalam\\_Pembangunan\\_Negara](http://www.academia.edu/8748292/Peran_Energi_dalam_Pembangunan_Negara)
- Husnan, S., & Pudjiastuti, E. (2015). *Dasar - Dasar Manajemen Keuangan*. Yogyakarta: UPP STIM YKPN.
- Imam Ahmad, I. H. (2015). Financial Feasibility Study of Waste Cooking Oil Utilization for Biodiesel Production Using ANFIS. *Indonesian Journal of Electrical Engineering*, 546-554.
- Institute of Risk Management. (2018). *A Risk Practitioners Guide to ISO 31000: 2018*. London: Institute of Risk Management.
- International Exchange. (2018). *US Dolar LIBOR Rate*. Diambil kembali dari <https://www.global-rates.com/interest-rates/libor/american-dollar/2018.aspx>
- International Monetary Fund. (2018). *Inflation Rate, Average Consumer Price*. Diambil kembali dari IMF: <https://www.imf.org/external/datamapper/PCPIPCH@WEO/IDN>
- Investopedia. (2011). *Relative Purchasing Power Parity*. Diambil kembali dari Investopedia: <https://www.investopedia.com/exam-guide/cfa-level-1/global-economic-analysis/relative-purchasing-power-parity.asp>
- Jobstreet. (2018). *Gaji Bulanan Untuk Plant Manager*. Diambil kembali dari Jobstreet.com: <https://myjobstreet.jobstreet.co.id/career-enhancer/basic-salary-report.php?param=Plant+%2C+Manager%7C000%7Cid%7C%7Cid>
- Katadata. (2017, September 13). *Berapa Utilisasi Gas untuk Pembangkit Listrik*. Diambil kembali dari Katadata: <https://databoks.katadata.co.id/datapublish/2017/09/13/berapa-utilisasi-gas-untuk-pembangkit-listrik>
- Kiff, J. (2012, December). What is LIBOR? The London Interbank Rate is Used Widely as a Benchmark But Has Come Under Fire. *Finance & Development*, hal. 32-33.

- Kristanto, Y. (2018). *Daftar Perkiraan Harga - Harga Tanah Sekunder*. Diambil kembali dari <https://www.propertiguide.com/harga-tanah-surabaya.php>
- Kundi, N. U., & Ali, S. M. (2015). *Electrical and Seismic Design of Electric Supply Substation*. Pakistan: LAP LAMBERT Academic Publishing. Diambil kembali dari [https://www.researchgate.net/figure/1-Sketch-of-electrical-power-system\\_fig1\\_324168910](https://www.researchgate.net/figure/1-Sketch-of-electrical-power-system_fig1_324168910)
- Larson, E. W., & Gray, C. F. (2011). *Project Management The Managerial Process*. New York: The McGraw Hill Companies, Inc.
- Law, A. M., & Kelton, W. D. (1991). *Simulation Modeling and Analysis*. New York: The McGraw Hill Companies, Inc.
- Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia. (2010). *Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No 03 Tahun 2010 Tentang Alokasi dan Pemanfaatan Gas Bumi Untuk Pemenuhan Kebutuhan Dalam Negeri*. Jakarta.
- Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia. (2012). *Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No 28 Tahun 2012 Tentang Tata Cara Permohonan Wilayah Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Kepentingan Umum*. Jakarta.
- Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia. (2013). *Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No 35 Tahun 2013 Tentang Tata Cara Perizinan Usaha Ketenagalistrikan*. Jakarta.
- Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia. (2016). *Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No 07 Tahun 2016 Tentang Perubahan Atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No 28 Tahun 2012 Tentang Tata Cara Permohonan Wilayah Usaha Penyediaan Tenaga Listrik Untuk Kepentingan Umum*. Jakarta.
- Menteri Ketenagakerjaan Republik Indonesia. (2017). *Peraturan Menteri Ketenagakerjaan No 01 Tahun 2017 Tentang Struktur Dan Skala Upah*. Jakarta.
- Menteri Keuangan Republik Indonesia. (2017). *Peraturan Menteri Keuangan Nomor 124 Putusan Menteri Keuangan Nomor 10 Tahun 2017 Tentang Sasaran Inflasi Tahun 2019, Tahun 2010, dan Tahun 2021*. Jakarta.

- Menteri Keuangan Republik Indonesia. (2013). *Peraturan Menteri Keuangan Nomor 01 Putusan Menteri Keuangan Nomor 06 Tahun 2013 Tentang Penyusutan Barang Milik Negara Berupa Aset Tetap Pada Entitas Pemerintah Pusat*. Jakarta.
- Monahan, G. (2008). *Enterprise Risk Management A Methodology for Achieving Strategic Objective*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- Muhlishatin, I. A. (2018). *Analisis Pemilihan Alternatif Keputusan Investasi pada Sistem Kelistrikan Pulau Kalimantan Tahun 2017 - 2050 dengan Menggunakan Proses Stokastik Studi Kasus: PT PLN (persero)*. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Naikan, A. M. (2006). Availability and maintenance cost optimization of a production plant. *International Journal of Quality & Reliability Management*, 28-35.
- Penn State Canvas. (2002). *Introduction: What is time value of money?* Diambil kembali dari psu.edu: <https://psu.instructure.com/courses/1806581/pages/introduction-what-is-time-value-of-money>
- Perusahaan Sektor Energi. (2018). Data dan Dokumentasi Perusahaan.
- Prabawani, R. W. (2012). *Analisis Dampak Risiko Proyek Terhadap Kinerja Proyek (Studi pada Industri Konstruksi di Jawa Tengah Periode Tahun 2001 - 2010)*. Semarang: Universitas Diponegoro.
- Pratomo, H. B. (2017, November 3). *Fakta mengejutkan soal cadangan migas Indonesia, termasuk kalahkan Arab Saudi*. Diambil kembali dari merdeka.com: <https://www.merdeka.com/uang/fakta-mengejutkan-soal-cadangan-gas-indonesia-termasuk-kalahkan-arab-saudi.html>
- Presiden Republik Indonesia. (2012). *Peraturan Pemerintah Republik Indonesia No 14 Tahun 2012 Tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik*. Jakarta.
- PT Bank Central Asia Tbk. (2006). *Pilihan Produk Obligasi*. Diambil kembali dari BCA: <https://www.bca.co.id/id/Individu/Produk/Investasi-dan-Asuransi/Obligasi/Pilihan-Produk-Obligasi>

- PT Leyand International Tbk. (2017). *Laporan Tahunan*. Jakarta: PT Leyand International Tbk.
- Pujawan, I. N. (2009). *Ekonomi Teknik*. Surabaya: Guna Widya.
- Rahman, A. (2014). *Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG)*. Diambil kembali dari <http://eprints.polsri.ac.id/386/3/BAB%20II.pdf>
- Tejanegara, K. (2013, Maret 11). *Air Pendingin (Cooling Water)*. Diambil kembali dari [www.academia.edu: http://www.academia.edu/5206679/Air\\_Pendingin\\_Cooling\\_Water\\_Makalah\\_Disusun\\_untuk\\_memenuhi\\_tugas\\_mata\\_kuliah\\_Utilitas](http://www.academia.edu/5206679/Air_Pendingin_Cooling_Water_Makalah_Disusun_untuk_memenuhi_tugas_mata_kuliah_Utilitas)
- The Tennessee Valley Authority. (2002). *Combustion Turbine Power Plant*. Diambil kembali dari [www.TVA.com: http://152.87.4.98/power/cumb\\_turbineart.htm](http://152.87.4.98/power/cumb_turbineart.htm)
- Titisari Juwitangingtyas, M. U. (2015). Financial Feasibility Analysis for Moss Greening Material Panel in Yogyakarta. *Agriculture and Agricultural Science Procedia*, (hal. 159-162).
- Trizalda, R., & Heppy, M. (2013). Analisis Penentuan Harga Jual Energi Listrik Berdasarkan Struktur Biaya PLTU (Studi Kasus Pada PLTU Batybara Kapasitas 3.400 Mega Watt).
- U.S. Department of Labor Bureau of Labor Statistic. (2018). *Consumer Price Index*. Diambil kembali dari [bls.gov: https://www.bls.gov/cpi/tables/detailed-reports/home.htm](https://www.bls.gov/cpi/tables/detailed-reports/home.htm)
- Undang Undang Republik Indonesia. (2009). *Undang Undang Republik Indonesia No 30 Tahun 2009 Tentang Ketenagalistrikan*. Jakarta.
- Utomo, J. W. (2015). *Variabel Sewa Dalam Perspektif Penilaian*. Diambil kembali dari Kementerian Keuangan RI Direktorat Jendral Kekayaan Negara: <https://www.djkn.kemenkeu.go.id/2013/artikel/variabel-sewa-dalam-perspektif-penilaian->
- Widyatama, S. (2018). *Perancangan Tarif dan Mekanisme Tariff Adjustment untuk Mitigasi Risiko Ketidakpastian Pola Operasional yang Berdampak pada Profitabilitas Perusahaan (Studi Kasus: Pembangkit Listrik PT X)*. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember.

Wikarsa, M. T. (2010). *Studi Analisis Program Percepatan 10.000 MW Tahap I Pada Operasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali*. Jakarta: Universitas Indonesia. Diambil kembali dari Academia.edu: [http://www.academia.edu/11644752/BAB\\_II\\_KONSEP\\_DASAR\\_2.1\\_Sistem\\_Tenaga\\_Listrik](http://www.academia.edu/11644752/BAB_II_KONSEP_DASAR_2.1_Sistem_Tenaga_Listrik)

Yahoo Finance. (2018). *PT Mitra Persada Tbk. (KOPI.JK)*. Diambil kembali dari Yahoo Finance: <https://finance.yahoo.com/quote/KOPI.JK?p=KOPI.JK&.tsrc=fin-srch>

## BIODATA PENULIS



Penulis lahir di Tanjungbalai, 10 April 1996 dengan nama lengkap Lorentinus Angray. Pendidikan formal yang telah ditempuh berawal dari SD Sisingamangaraja Tanjungbalai, SMP Sisingamangaraja Tanjungbalai, SMA Sisingamangaraja Tanjungbalai hingga ke jenjang sarjana di Departemen Teknik Industri Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Selama menjadi mahasiswa, penulis aktif dalam kegiatan akademis maupun non akademis. Diantaranya aktif pada Departemen Komunikasi dan Informasi HMTI ITS 2016/2017, Senat Mahasiswa Teknik Industri 2017/2018, dan asisten laboratorium *Quantitative Modeling and Industrial Policy Analysis*. Penulis juga aktif dalam perlombaan akademis dan menjuarai kompetisi *Industrial Engineering on Acrion (IDEA)* 2018 yang diselenggarakan oleh Universitas Andalas dan Lomba Karya Tulis Ilmiah Nasional Festival MIPA 2017 yang diselenggarakan oleh Universitas Negeri Jakarta. Selain itu, penulis pernah melakukan kerja praktik di PT Pertamina EP Aset 3 Cirebon. Untuk informasi lebih lanjut penulis dapat dihubungi melalui email [angraylorentinus@gmail.com](mailto:angraylorentinus@gmail.com).