

HALAMAN JUDUL



UNIVERSITAS INDONESIA

**STUDI KELAYAKAN FINANSIAL PROYEK PLTN
DI INDONESIA DENGAN MEMASUKKAN
UNSUR KETIDAKPASTIAN**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Teknik

NURYANTI

NPM 1006802774

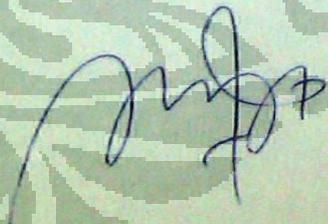
**FAKULTAS TEKNIK
PROGRAM STUDI TEKNIK INDUSTRI
DEPOK
JUNI 2012**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Nuryanti

NPM : 1006802774

Tanda Tangan : 

Tanggal : 23 Juni 2012

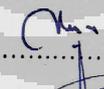
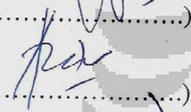
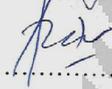
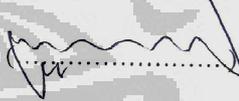
HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :

Nama : Nuryanti
NPM : 1006802774
Program Studi : Teknik Industri
Judul Tesis : Studi Kelayakan Finansial Proyek PLTN di Indonesia dengan Memasukkan Unsur Ketidakpastian

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Teknik pada Program Studi Teknik Industri, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr. Akhmad Hidayatno, MBT (.....) 
Pembimbing : Ir. Erlinda Muslim, MEE (.....) 
Penguji : Ir. Amar Rachman, MEIM (.....) 
Penguji : Ir. Isti Surjandari, PhD (.....) 
Penguji : Arian Dhini, ST, MT (.....) 
Penguji : Ir. Boy Nurtjahyo, MSIE (.....) 

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 23 Juni 2012

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kehadirat Alloh SWT, karena atas limpahan rahma-Nya penulis akhirnya mampu menyelesaikan laporan Tesis dengan judul: "Studi Kelayakan Finansial Proyek PLTN di Indonesia dengan Memasukkan Unsur Ketidakpastian."

Laporan Tesis ini penulis buat dalam rangka mengaplikasikan segala ilmu yang didapat selama perkuliahan pada Program Magister Teknik Industri, Fakultas Teknik Universitas Indonesia.

Kami menyadari bahwa laporan Tesis ini tidak akan terwujud tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak. Oleh karena itu, perkenankan pada kesempatan ini kami mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Bapak Dr. Akhmad Hidayatno, ST, MBT sebagai Pembimbing I. Terimakasih atas kesabaran Bapak dalam membimbing kami selama penulisan Tesis ini.
2. Ibu Ir. Erlinda Muslim, MEE sebagai Pembimbing II maupun sebagai Pembimbing Akademis kami. Terimakasih atas bimbingan dan dukungan yang tak habis-habisnya diberikan kepada kami selama penulisan Tesis ini.
3. Bapak Dr. Suparman, baik sebagai Kepala Bidang Perencanaan Sistem Energi (PSE) pada Pusat Pengembangan Energi Nuklir (PPEN) – BATAN maupun sebagai Co-promotor dari LPNK di bawah Kementerian Ristek. Terimakasih atas masukan-masukan yang sangat berharga selama penulisan Tesis ini.
4. Bapak Armand Omar Moeis, ST, M.Sc, terimakasih atas kesabaran Bapak memberikan masukan-masukan selama berdiskusi dengan kami.
5. Bapak Ir. Djoko Prasetijo, Kepala Divisi Perencanaan Sistem PT PLN (Persero). Terimakasih atas kesediaan Bapak meluangkan waktu dalam setiap kesempatan berdiskusi dengan kami.
6. Bapak Dr. Andreas Wibowo, M. Eng, Peneliti Utama pada Balitbang Kementerian Pekerjaan Umum. Terimakasih atas masukan-masukan yang sangat berharga pada setiap kesempatan berdiskusi dengan kami.

7. Bapak Ibu staf pengajar pada program Pasca Sarjana Teknik Industri UI, terimakasih atas *knowledge* yang cukup memberikan *insight* kepada kami.
8. Bapak dan Ibu kami, terimakasih atas pelajaran hidup yang selama ini Bapak dan Ibu berikan hingga pada detik ini perjalanan hidup kami sampai di titik ini. Juga kepada adik-adik kami yang merasai suka & duka bersama selama dibesarkan oleh Bapak & Ibu kami.
9. Suami tercinta, terimakasih atas dukungan luar biasa yang diberikan selama ini. Juga kepada kedua jagoan kami (Misbah & Hammam) yang selalu menjadi penyejuk mata bagi kami. Mohon maaf atas kebersamaan yang sempat tersita selama penulisan Tesis ini. Ibu doakan semoga anak-anak Ibu tumbuh menjadi anak-anak yang shalih, cerdas dan tangguh.
10. Teh Sofie & keluarga, terimakasih atas bantuan yang diberikan selama ini.
11. Rekan-rekan sekaligus guru-guru kami di Bidang PSE: Pak Edwaren, Pak Djati, Pak Nashrullah, Pak Masdin, Bu Elok, Mas Rizky, serta guru-guru kami yang lain di PSE Community: Pak Edi, Pak Arief, Bu Dini, Bu Ida dan Pak Adianto. Terimakasih atas bimbingan dan pelajaran dari Bapak Ibu kepada kami selama ini.
12. Rekan-rekan S2 Teknik Industri UI Depok Angkatan 2010. Terimakasih atas pertemanan hangat yang terjalin selama dua tahun ini. Bertemu kalian di sini merupakan satu momen yang patut kami syukuri dan tak kan pernah terlupakan.
13. Semua pihak yang telah membantu kami selama penulisan tesis ini, yang tak mungkin kami sebutkan namanya satu per satu.

Akhir kata, kami berharap semoga Allah SWT berkenan membalas kebaikan Bapak Ibu semua dengan pahala yang berlipat ganda. Semoga Tesis ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu.

Depok, 23 Juni 2012

Penulis

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

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

Nama : Nuryanti
NPM : 1006802774
Program Studi : Teknik Industri
Departemen : Teknik Industri
Fakultas : Teknik
Jenis karya : Tesis

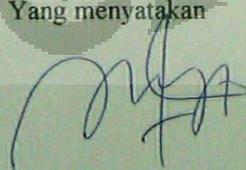
demikian pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*) atas karya ilmiah saya yang berjudul :

Studi Kelayakan Finansial Proyek PLTN di Indonesia dengan Memasukkan Unsur Ketidakpastian

berserta 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 : Jakarta
Pada tanggal : 23 Juni 2012
Yang menyatakan



(Nuryanti)

ABSTRAK

Nama : Nuryanti
Program Studi : Teknik Industri
Judul : Studi Kelayakan Finansial Proyek PLTN di Indonesia dengan Memasukkan Unsur Ketidakpastian

Keputusan strategis investasi pada proyek infrastruktur seperti pembangunan PLTN menjadi sangat krusial dan membutuhkan analisis yang mendalam. Hal ini terkait dengan karakteristik proyek infrastruktur yang sangat rentan terhadap ketidakpastian. Penelitian ditujukan untuk mengetahui kelayakan finansial proyek PLTN dengan memasukkan sejumlah unsur ketidakpastian melalui pendekatan probabilistik. Teknologi PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000 digunakan sebagai PLTN referensi. Analisis probabilistik dilakukan dengan teknik montecarlo yang mensimulasikan keterkaitan di antara variabel-variabel ketidakpastian dan dilihat pengaruhnya terhadap output (LUEC, NPV dan IRR). Analisis ini terbukti mampu memberikan berbagai gambaran kemungkinan *output* dan variabilitas risiko sehingga dapat memberikan rekomendasi bagi investor dalam melakukan keputusan investasi.

Kata kunci :

Unsur ketidakpastian, analisis probabilistik, teknik Monte Carlo, PLTN

ABSTRACT

Name : Nuryanti
Study Program : *Industrial Engineering*
Title : *Financial Feasibility Study on Nuclear Power Plant (NPP)
Project in Indonesia Under Uncertainties*

Strategic investment decisions on infrastructure project such as NPP development are crucial and require careful analysis and consideration. These are due to the characteristics of infrastructure projects that are vulnerable to uncertainties. This study aims to analyze financial feasibility of NPP project by including amount of uncertainties by using probabilistic approach. AP1000 and OPR1000 reactor were used as reference plant. Probabilistic Analysis were done with montecarlo technique which is simulating relationship between uncertainty variables and be seen their influence to output (LUEC, NPV and IRR). This analysis proved to give many outputs and risks variabilities so that it can give recommendation especially for the investors to do the investment decision.

Keywords:

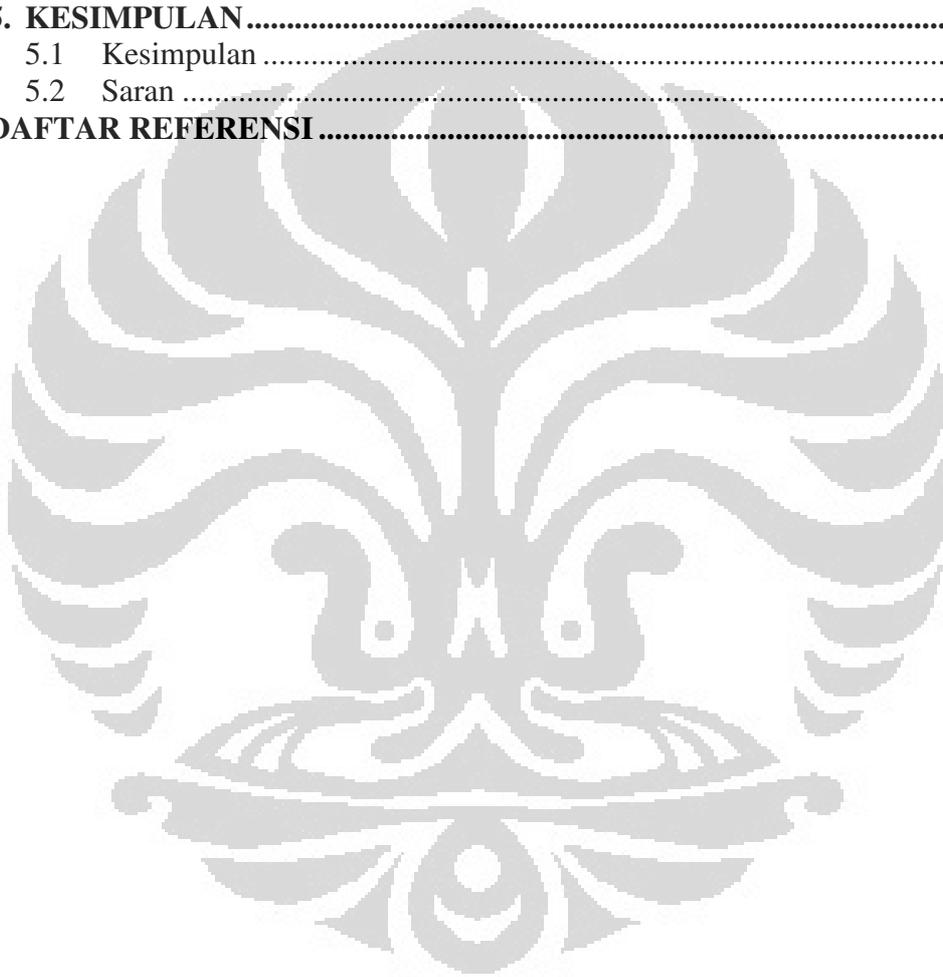
Uncertainties, probabilistic analysis, Monte Carlo technique, NPP

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
HALAMAN PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI	vi
ABSTRAK	vi
ABSTRACT	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR TABEL	xii
DAFTAR GAMBAR	xiv
1. PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Permasalahan	5
1.3. Diagram Keterkaitan Masalah	6
1.4. Tujuan dan Hipotesis Penelitian	7
1.5. Batasan Penelitian.....	8
1.6. Metodologi Penelitian.....	8
2. STUDI PUSTAKA	10
2.1. Paper Review.....	10
2.2. Teknologi Pembangkitan Listrik PLTN.....	13
2.2.1. Reaktor Nuklir.....	13
2.2.2. Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir (PLTN)	14
2.2.3. Teknologi PLTN AP1000	22
2.2.3.1. Tinjauan umum Desain AP1000	22
2.2.3.2. Sistem Keselamatan Pasif pada AP1000.....	23
2.2.3.3. Penyederhanaan Pembangkit.....	26
2.2.3.4. Desain Modular	27
2.2.4. Teknologi PLTN OPR1000.....	28
2.2.4.1. <i>Nuclear Steam Supply system (NSSS)</i>	32
2.2.5. Bahan Bakar Nuklir.....	35
2.3. Perbedaan Analisis Deterministik dan Analisis Probabilistik	38
2.4. Teori Keuangan Perusahaan	40
2.4.1. Neraca Aktiva-Pasiva (<i>Balance Sheet</i>)	40
2.4.2. Laporan Laba Rugi (<i>Profit & Loss Statement</i>).....	41
2.4.3. Laporan Arus kas (<i>Cash Flow Statement</i>).....	42
2.4.4. Depresiasi dan Amortisasi.....	43
2.4.5. Inflasi dan Eskalasi.....	46
2.5. Analisis Kelayakan	46
2.5.1. Nilai Sekarang Bersih (Net Present Value – NPV).....	47
2.5.2. Metode Internal Rate of Return (IRR)	48
2.5.3. Benefit Cost Ratio (BCR)	48
2.5.4. Metode <i>Payback Period</i>	48
2.6. Pembiayaan Proyek PLTN di Indonesia (PLN Litbang, 2006)	49
2.6.1. Project Financing.....	49
2.6.2. <i>Project Financing</i> Untuk PLTN di Indonesia.....	50

3. PENGUMPULAN DATA	53
3.1. Deskripsi Lokasi/ Tapak PLTN	53
3.2. Struktur Biaya Pembangkitan Listrik PLTN.....	54
3.2.1. Biaya Investasi (<i>Investment Cost</i>)	56
3.2.2. Biaya Bahan Bakar Nuklir	59
3.2.3. Biaya Operasi dan Pemeliharaan.....	61
3.2.3.1. <i>Fixed O&M Cost</i>	61
3.2.3.2. <i>Variable O&M Cost</i>	67
3.3. Masa Konstruksi (<i>Lead Time</i>)	67
4. PENGOLAHAN DATA DAN ANALISA HASIL.....	69
4.1. Perhitungan Biaya Pembangkitan Listrik <i>Teraras (Levelized Generation Cost-LGC)</i>	69
4.2. Analisis Probabilistik Pada Perhitungan LUEC	75
4.2.1. Pendefinisian Distribusi Variabel-variabel ketidakpastian	75
4.2.1.1. Pendefinisian Distribusi Biaya Investasi.....	75
4.2.1.2. Pendefinisian Distribusi Harga U_3O_8	78
4.2.1.3. Pendefinisian Distribusi Biaya Pengkayaan (<i>Enrichment</i>) Uranium.....	79
4.2.1.4. Pendefinisian Distribusi Fix O&M Cost dan Variable O&M Cost	80
4.2.1.5. Pendefinisian Distribusi Faktor Kapasitas (Capacity Factor).....	83
4.2.1.6. Penentuan Masa Konstruksi (<i>Lead time</i>).....	83
4.2.2. Hasil Analisis Probabilistik LUEC pada kondisi <i>Base Case</i> ..	83
4.2.3. Analisis Sensitivitas Variabel Ketidakpastian Terhadap LUEC dengan Pendekatan Probabilistik	86
4.2.3.1 Sensitivitas Investment Cost Terhadap LUEC.....	87
4.2.3.2. Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap LUEC.....	90
4.2.3.3. Sensitivitas Harga U_3O_8 Terhadap LUEC.....	93
4.2.3.4 Sensitivitas <i>Lead Time</i> Terhadap LUEC	95
4.3. Analisis Finansial Proyek	97
4.3.1. Beberapa Asumsi Dasar	97
4.3.2. Total Biaya Investasi dengan Memasukkan Eskalasi	98
4.3.3. Perencanaan Sumber Pembiayaan.....	100
4.3.4. Perencanaan Penjualan.....	104
4.3.5. Perencanaan Proyeksi Laba Rugi (<i>Profit & Loss Projection</i>)104	
4.3.6. Perencanaan Proyeksi Arus Kas (<i>Cash Flow Projection</i>)... 105	
4.3.7. Perencanaan Proyeksi Neraca Aktiva – Pasiva (<i>Balance Sheet</i>)	106
4.3.8. Analisis Kelayakan Proyek	108
4.3.9. Analisis Sensitivitas Pada proyek PLTN AP1000	118
4.3.9.1. Sensitivitas <i>Discount Rate</i> Terhadap Kelayakan Proyek PLTN AP1000.....	118
4.3.9.2. Sensitivitas Tarif Listrik Terhadap Kelayakan Proyek PLTN AP1000	119
4.3.9.3. Sensitivitas Investment Cost Terhadap Kelayakan Proyek PLTN AP1000.....	120
4.4. Analisis Probabilistik Pada Indikator Kelayakan	122

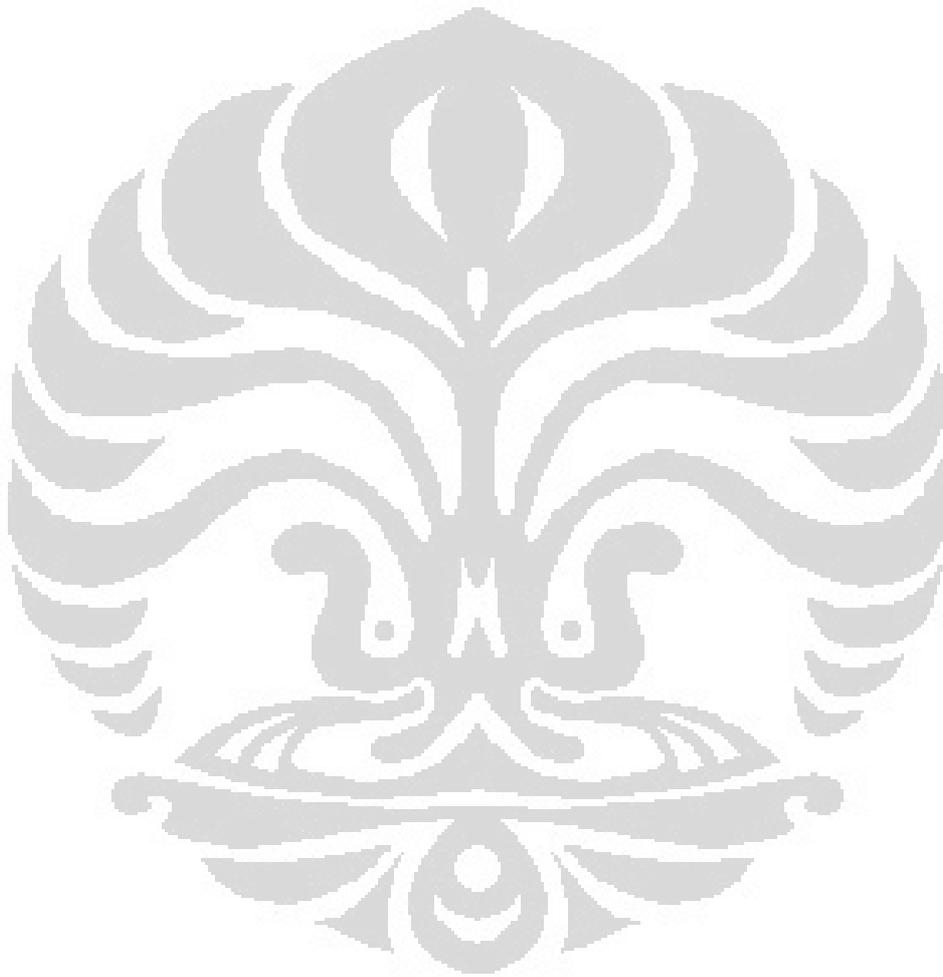
4.4.1. Hasil Analisis Probabilistik Indikator Kelayakan pada Kondisi <i>Base Case</i>	123
4.4.2. Analisis Sensitivitas Terhadap Indikator Kelayakan Proyek .	126
4.4.2.1. Sensitivitas <i>Investment Cost</i> Terhadap Indikator Kelayakan	128
4.4.2.2. Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap Indikator Kelayakan	134
4.4.2.3. Sensitivitas Harga U_3O_8 Terhadap Indikator Kelayakan	139
4.4.2.4. Sensitivitas <i>Lead Time</i> Terhadap Indikator Kelayakan	143
5. KESIMPULAN	151
5.1 Kesimpulan	151
5.2 Saran	153
DAFTAR REFERENSI	154



DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Paper Review	12
Tabel 2.2 Pengurangan Jumlah Komponen pada AP1000.....	26
Tabel 2.3 <i>Milestone</i> Program Nuklir Korea.....	29
Tabel 2.4 Fitur-fitur Maju pada PLTN OPR1000.....	31
Tabel 2.5 Perbedaan Analisis Deterministik dan Probabilistik.....	39
Tabel 2.6 Ilustrasi Skedul Depresiasi Aktiva Tetap.....	44
Tabel 2.7 Ilustrasi Skedul Depresiasi Aktiva Tetap (Metode SOYD).....	45
Tabel 2.8 Ilustrasi Depresiasi Aktiva Tetap Dengan Metode DDB ^{*)}	46
Tabel 3.1 Parameter Teknis PLTN Referensi	56
Tabel 3.2. <i>Investment Cost</i> Beberapa PLTN AP1000 di Amerika Serikat ^{*)}	57
Tabel 3.3 Rincian <i>Investment Cost</i> PLTN AP1000 2 x 1000 MW ^{*)}	58
Tabel 3.4 Data <i>Investment Cost</i> PLTN OPR10001000 Tahun 2010	58
Tabel 3.5 Rincian <i>Investment Cost</i> PLTN OPR1000 Kapasitas 2 x 1000 MW	59
Tabel 3.6 Rincian Biaya Bahan Bakar Nuklir (BBN) Tahun 2010.....	60
Tabel 3.7 Rincian harga BBN pada Tahun 2023 ^{*)}	60
Tabel 3.8 Biaya BBN dalam US\$/kWh	61
Tabel 3.9 <i>Management & Labor Cost</i> PLTN AP1000	64
Tabel 3.10 <i>Management & Labor Cost</i> PLTN OPR1000.....	64
Tabel 3.11 <i>Life Cycle Maintenance Cost</i>	66
Tabel 3.12 <i>Fixed O&M Cost</i> PLTN OPR1000	66
Tabel 3.13 <i>Fixed O&M Cost</i> PLTN AP1000.....	67
Tabel 3.14 Pengalaman <i>Lead Time</i> Pembangunan PLTN OPR1000 di Korea....	68
Tabel 3.15 Estimasi <i>Lead Time</i> Pembangunan PLTN AP1000 di China	68
Tabel 4.4 Hasil Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap LUEC PLTN AP1000	91
Tabel 4.5 Beberapa Asumsi Dasar untuk Analisis Finansial Proyek pada Kondisi Base Case	98
Tabel 4.9 Proyeksi Laba Rugi Proyek PLTN AP1000	110
Tabel 4.10 Proyeksi Laba Rugi Proyek PLTN OPR1000.....	111
Tabel 4.11 Proyeksi Arus Kas Proyek PLTN AP1000 (dalam US\$).....	112
Tabel 4.12 Proyeksi Arus Kas Proyek PLTN OPR1000.....	113
Tabel 4.13 Proyeksi Neraca Aktiva Pasiva Proyek PLTN OPR1000.....	115
Tabel 4.149 Sensitivitas <i>Investment Cost</i> Terhadap Kelayakan Proyek.....	121
Tabel 4.150 Statistik Hasil Simulasi terhadap NPV	123
Tabel 4.16 Statistik hasil sensitivitas perubahan <i>investment cost</i> terhadap IRR proyek PLTN AP1000	131
Tabel 4.17 Statistik Hasil Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap NPV Proyek PLTN AP1000	134

Tabel 4.181 Statistik Hasil Sensitivitas Harga U_3O_8 Terhadap NPV Proyek PLTN OPR1000.....	139
Tabel 4.19 Statistik Hasil Sensitivitas harga U_3O_8 Terhadap IRR Proyek PLTN OPR1000.....	141



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Sasaran Bauran Energi Primer Nasional 2025	3
Gambar 1.2 Diagram Keterkaitan Masalah.....	7
Gambar 1.3 Diagram Alir Metodologi Penelitian.....	9
Gambar 2.1 Reaktor Nuklir dan Komponen-komponennya	14
Gambar 2.2 Proses Pembangkitan Listrik PLTN.....	15
Gambar 2.3 PLTN jenis BWR	16
Gambar 2.4 PLTN Jenis PWR	16
Gambar 2.5 PLTN Jenis CANDU.....	17
Gambar 2.6 PLTN Jenis Gas Cooled Reactor (GCR).....	18
Gambar 2.7 PLTN Jenis LWGR	19
Gambar 2.8 PLTN Jenis FBR	20
Gambar 2.9 PLTN dengan Reaktor Pebble Bed	21
Gambar 2.10 Tata Letak (Lay Out) PLTN AP1000.....	23
Gambar 2.11 Sistem Keselamatan Pasif PLTN AP1000	26
Gambar 2.12 Penyederhanaan Kuantitatif Desain PLTN AP1000	27
Gambar 2.13 Konstruksi Modular PLTN AP1000	28
Gambar 2.14 <i>Reactor Coolant System</i> PLTN OPR1000	32
Gambar 2.15 Siklus Bahan Bakar Nuklir Daur Terbuka	37
Gambar 2.16 Siklus Bahan Bakar Nuklir Daur Tertutup.....	38
Gambar 2.17 Rekomendasi Pola Pendanaan dan Struktur Owner PLTN Pertama di Indonesia.....	51
Gambar 3.1 Tapak PLTN Potensial di Semenanjung Muria, Jawa Tengah.....	54
Gambar 3.2 Struktur Biaya Pembangkitan Listrik PLTN	55
Gambar 3.3 Struktur Organisasi PLTN.....	63
Gambar 4.14 Fungsi distribusi kumulatif Hasil Sensitivitas Harga U_3O_8	94
Gambar 4.31 Tornado Diagram NPV AP1000	126
Gambar 4.42 Tornado Diagram NPV OPR1000	127
Gambar 4.54 Tornado Diagram IRR Proyek PLTN OPR1000	128
Gambar 4.6 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas <i>Investment Cost</i> ...	132
Gambar 4.7 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas Faktor Kapasitas...	135
Gambar 4.82 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap IRR Proyek PLTN OPR1000.....	137
Gambar 4.93 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas Harga U_3O_8	140
Gambar 4.104 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas Harga U_3O_8	140
Gambar 4.116 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas Harga U_3O_8	142
Gambar 4.12 Fungsi Distribusi Kumulatif.....	144
Gambar 4.13 Fungsi Distribusi Kumulatif.....	145

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

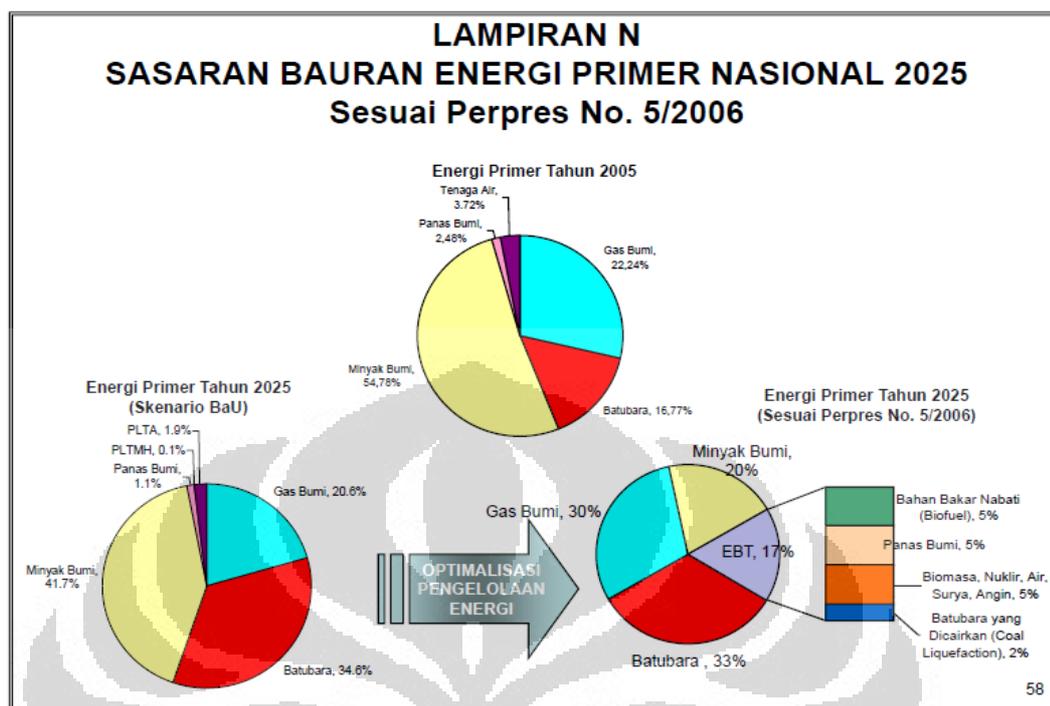
Kebutuhan energi listrik diproyeksikan akan terus meningkat seiring pertumbuhan ekonomi, peningkatan kesejahteraan dan pertambahan jumlah penduduk. Perbaikan tingkat hidup dan pertumbuhan ekonomi suatu negara sangat tergantung pada tersedianya energi khususnya energi listrik yang memadai (Zuhail, 1995). Berdasar asumsi makro yang digunakan, masing-masing adalah pertumbuhan ekonomi nasional sebesar 6,1% per tahun dan pertumbuhan penduduk diperkirakan 1,3% per tahun, Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional (RUKN) 2008-2027 memproyeksikan bahwa permintaan energi listrik di Indonesia pada periode tersebut diperkirakan akan tumbuh rata-rata sekitar 9,2% per tahun atau menjadi sekitar 813 TWh pada Tahun 2027 (Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral, 2008). Sementara itu, data PLN mencatat permintaan energi listrik pada tahun 2010 sebesar 147.297,47 GWh (Statistik PLN, 2010).

Pertumbuhan permintaan energi listrik yang diproyeksikan terus meningkat ini tentu harus diimbangi dengan ketersediaan pasokan energi listrik dalam jumlah yang memadai. Sampai akhir Desember 2010, Indonesia mempunyai total kapasitas terpasang pembangkit tenaga listrik PLN sebesar 26.894,98 MW. Idealnya, jika diasumsikan faktor kapasitas sebesar 85% maka angka kapasitas terpasang tersebut mampu menghasilkan produksi listrik sebesar 200.260,021 GWh. Faktanya, total produksi listrik PLN (termasuk pembelian dari luar PLN) tahun 2010 hanya sekitar 169.786,23 GWh (Statistik PLN, 2010). Kondisi ini telah menyebabkan terjadinya krisis listrik di beberapa wilayah, yaitu kondisi sistem dimana kemampuan pasokan dari pembangkit PLN dan IPP tidak dapat memenuhi kebutuhan beban puncak.

Persoalan lain yang cukup krusial pada sektor kelistrikan di Indonesia adalah masih tergantungnya pembangkitan energi listrik selama ini pada penggunaan bahan bakar konvensional (batubara, gas dan minyak bumi). Data tahun 2007 menunjukkan bahwa batubara telah memasok sekitar 38,5% dari

kapasitas total pembangkit sistem Jawa Bali, sedangkan bahan bakar minyak (BBM) dan gas masing-masing memasok sekitar 22% dan 24%(Statistik PLN, 2007). Sementara itu data Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral (DESDM) status per 1 Januari 2007 menunjukkan bahwa cadangan batubara Indonesia tinggal sebesar 18.711,25 juta Ton, minyak bumi sebesar 8,40 Miliar Barel dan gas sebesar 165 TSCF. Produksi batubara, minyak bumi dan gas masing-masing sebesar 217.409.663 Ton, 348.348 Ribu Barel dan 2.805.540 MMSCF. Sehingga jika diasumsikan tidak ada penemuan cadangan baru serta produksi energi diasumsikan konstan, maka batubara akan habis dalam waktu 86 tahun, minyak bumi akan habis dalam waktu 24 tahun dan gas akan habis dalam waktu 59 tahun (DESDM, 2008). Gejala ini tentu saja cukup berbahaya bagi keamanan pasokan energi. Oleh karena itu, Kebijakan Energi Nasional yang dituangkan dalam Perpres No. 5 tahun 2006 diantaranya mengamanatkan pengoptimalan penggunaan bauran energi (*energy mix*) dan mendorong penggunaan energi baru dan terbarukan (DESDM, 2006). *Blueprint* Pengelolaan Energi Nasional (PEN) 2006-2025 menargetkan kontribusi energi baru dan terbarukan sebesar 17% dalam sasaran *energy mix* nasional tahun 2025 sebagaimana dapat dilihat pada Gambar 1.1.

Indonesia merupakan negara yang cukup menyimpan potensi energi baru dan terbarukan seperti air, panas bumi, surya, angin, biomass dan uranium. Akan tetapi pengembangan energi baru dan terbarukan untuk pembangkitan listrik selama ini masih terkendala oleh beberapa hal, diantaranya: kontinuitas penyediaannya yang masih rendah karena sumber dayanya sangat bergantung pada kondisi alam yang perubahannya tidak menentu (<http://www.energi.lipi.go.id>) serta harga listrik yang belum kompetitif dibandingkan dengan listrik dari pembangkit berbahan bakar fosil. Harga yang belum kompetitif ini antara lain disebabkan oleh teknologinya yang relatif masih mahal serta pada beberapa teknologi pembangkitan listrik energi baru dan terbarukan, sumber energinya terletak jauh dari pusat beban. Energi air dan panas bumi misalnya, kedua jenis energi ini biasanya terletak jauh dari pusat kebutuhan yang menyebabkan biaya transmisi dan distribusinya menjadi lebih mahal (Sugiyono, A., 2006).



Gambar 1.1 Sasaran Bauran Energi Primer Nasional 2025

(Sumber: DESDM, 2006)

Dalam kaitan pemilihan teknologi pembangkitan, perlu diperhatikan dua istilah yang lazim ada dalam bidang kelistrikan yaitu beban dasar dan beban puncak. Beban dasar adalah kebutuhan listrik rata-rata yang dibutuhkan oleh konsumen setiap hari, biasanya terjadi pada jam-jam pagi dan siang. Sedangkan beban puncak merupakan beban sesaat yang terjadi ketika kebutuhan listrik melebihi kebutuhan rata-rata. Di Indonesia, beban puncak biasanya terjadi 2-3 jam antara jam 18.00-20.00 WIB ketika masyarakat mulai menyalakan lampu karena malam hari. Pembangkit yang digunakan untuk memikul beban dasar umumnya adalah pembangkit yang harga bahan bakarnya relatif murah karena pembangkit pemikul beban dasar ini harus beroperasi 24 jam. Mengingat jam operasinya yang 24 jam, tentu saja kontinuitas ketersediaan pasokan bahan bakar menjadi kata kunci jika tak diinginkan suatu sistem kelistrikan mengalami pemadaman bergilir. Pembangkit-pembangkit yang lazim digunakan sebagai penopang beban dasar adalah PLTU batubara, PLTGU (Pembangkit Listrik Tenaga Gas Uap) dan PLTN (Pembangkit

Universitas Indonesia

listrik Tenaga Nuklir). Sedangkan untuk PLTA, bahan bakarnya memang murah karena diambil secara cuma-cuma dari alam, akan tetapi untuk kasus PLTA di Indonesia debit airnya sangat tergantung pada musim sehingga tidak setiap hari dapat beroperasi 24 jam. Oleh karena itu PLTA biasanya dialokasikan untuk memikul beban puncak. Pembangkit-pembangkit yang dipilih untuk memikul beban puncak umumnya adalah pembangkit yang dapat bermanuver dengan cepat. Pembangkit dengan harga bahan bakar yang mahal umumnya juga dialokasikan untuk menanggung beban puncak karena pembangkit ini hanya dioperasikan selama beban puncak terjadi dan dimatikan kembali ketika beban puncak telah selesai. Dalam konteks inilah, maka pengembangan energi nuklir (PLTN) dapat menjadi salah satu opsi dalam mengatasi krisis listrik yang terjadi di Indonesia, khususnya untuk memikul kebutuhan beban dasar.

Keputusan strategis investasi modal pada proyek infrastruktur seperti pembangunan PLTN ini menjadi sangat krusial dan memerlukan analisis serta pertimbangan yang mendalam. Hal ini terkait dengan sifat proyek PLTN yang sangat padat modal dan padat teknologi serta dengan persyaratan keselamatan dan keamanan yang tinggi. Oleh karena itu sebelum keputusan investasi diambil, perlu dilakukan apa yang disebut dengan studi kelayakan (*feasibility study*) untuk menilai layak tidaknya sebuah proyek PLTN dijalankan. Umumnya, sebuah studi kelayakan mencakup beberapa aspek yaitu: aspek pasar, teknis, keuangan/finansial, hukum dan ekonomi. Tergantung pada besar kecilnya dana yang tertanam dalam investasi tersebut, maka terkadang juga ditambah studi tentang dampak sosial (Husnan & Suwarsono, 1994). Penelitian ini difokuskan pada aspek kelayakan finansial, tentu saja dengan tidak mengesampingkan aspek teknisnya. Terkait dengan studi kelayakan untuk aspek finansial proyek PLTN, beberapa studi telah dilakukan. Bastori (2005) telah melakukan analisis kelayakan finansial untuk proyek PLTN dengan mengambil referensi PLTN jenis AP600 dari Westinghouse-Amerika Serikat. PLN Litbang (2006) juga telah melakukan sebuah studi yang bernama Studi Ekonomi, Pendanaan dan Struktur “owner” Dalam Rangka Rencana Persiapan Pembangunan PLTN Pertama di Indonesia. Dalam studinya, PLN Litbang mengambil PLTN OPR1000 dari KHNP (*Korean Hydro & Nuclear Power*) sebagai PLTN referensi. Selain itu, Birmano, M. D. & Bastori (2008) juga telah melakukan studi

Universitas Indonesia

berjudul “Perhitungan Ekonomi dan Pendanaan PLTN dan Pembangkit Konvensional Menggunakan Spreadsheet Inovasi.” Dalam studinya, Birmano menggunakan PLTN Tipe OPR1000 sebagai PLTN referensi dan kemudian dibandingkan dengan PLTU Batubara kelas 600 MW.

Locatelly, G. dan Mancini, M. (2010) menyatakan bahwa literatur tentang keekonomian proyek pembangkit mencakup dua jenis analisis yaitu: analisis deterministik dan analisis probabilistik. Analisis yang dilakukan oleh Bastori (2005) maupun PLN Litbang (2006) merupakan jenis analisis deterministik, dimana estimasi *cash flow* dalam analisis tersebut belum mempertimbangkan ketidakpastian dan resiko yang dapat terjadi dalam proyek sehingga hanya menghasilkan satu nilai tunggal (*single point estimate*). Analisis deterministik didasarkan pada asumsi bahwa *cash flow* suatu proyek bersifat pasti (*certain*), padahal pada kenyataannya *cash flow* suatu proyek dapat menjadi sangat berbeda dari yang diestimasi sebelumnya (Fitriani, H. at al, 2006). Suatu pendekatan yang cukup komprehensif untuk memasukkan sejumlah ketidakpastian ke dalam analisis kelayakan proyek adalah dengan analisis probabilistik (Rode at al, 2001). Dalam penelitian ini akan dilakukan analisis kelayakan finansial proyek PLTN dibawah pengaruh ketidakpastian dengan simulasi Monte Carlo. Simulasi Monte Carlo merupakan sebuah teknik yang cukup efisien untuk menyelesaikan persoalan-persoalan analisis probabilistik. Dengan simulasi ini distribusi probabilitas dari output dihasilkan dari iterasi perhitungan dengan menggunakan variabel input acak yang berasal dari fungsi distribusi probabilitas variabel-variabel ketidakpastian (Rode, at al., 2001). Fungsi distribusi probabilitas dari output tersebut menggambarkan *financial performance* dari sebuah proyek. Karena mampu memberikan berbagai kemungkinan hasil berdasar distribusi probabilitas output yang dihasilkan dari simulasi, maka analisis probabilistik dinilai mampu memberikan informasi dan gambaran yang lebih kaya tentang kelayakan finansial suatu proyek kepada calon investor sebagai bahan pertimbangan dalam mengambil keputusan investasi.

1.2. Rumusan Permasalahan

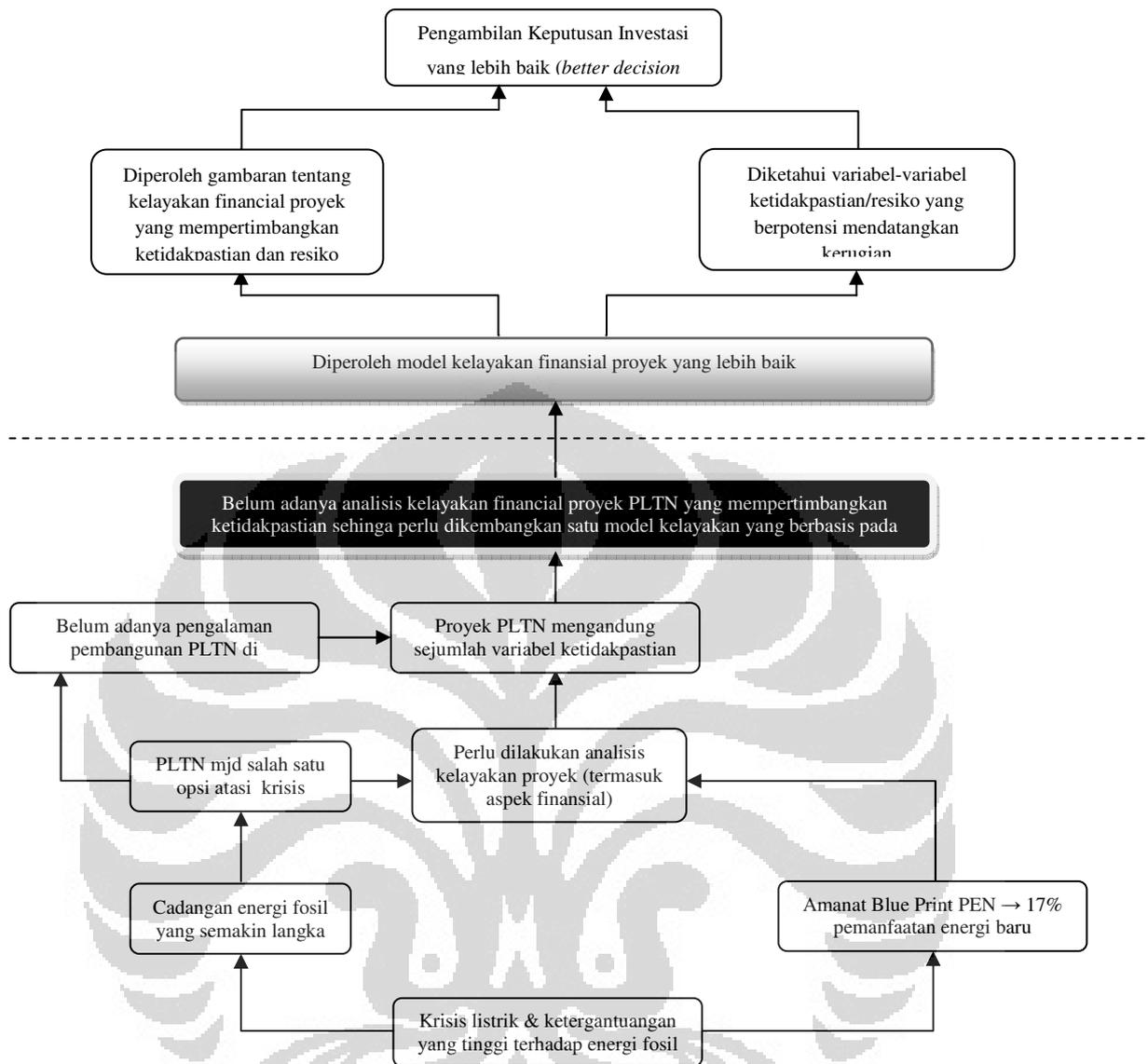
Berdasar pemaparan pada latar belakang, maka rumusan masalah yang dibahas pada penelitian ini adalah bagaimana membangun perusahaan

pembangkitan listrik PLTN di Indonesia yang mempertimbangkan variabel ketidakpastian yang mungkin terjadi dalam proyek. Oleh karena itu diperlukan suatu analisis kelayakan finansial proyek pembangunan PLTN dengan mensimulasikan sejumlah variabel ketidakpastian tersebut sehingga mampu memberikan gambaran yang lebih komprehensif kepada calon investor dalam pengambilan keputusan investasi.

1.3. Diagram Keterkaitan Masalah

Diagram keterkaitan masalah dalam penelitian ini disajikan dalam Gambar 1-1. Permasalahan kelistrikan ditandai dengan terjadinya krisis listrik akibat belum mampunya sisi penyediaan (produksi listrik) memenuhi permintaan listrik yang terus tumbuh. Selain itu ketergantungan sektor kelistrikan terhadap penggunaan bahan bakar fosil juga memunculkan masalah tersendiri, mengingat jenis energi ini lambat laun akan menjadi langka. Oleh karena itu *Blue Print* Pengelolaan Energi Nasional 2006 menargetkan kontribusi energi baru dan terbarukan sebesar 17% dalam *Energy Mix* nasional sampai dengan tahun 2025. PLTN dapat dipilih sebagai salah satu opsi dalam mengatasi krisis listrik, khususnya untuk menopang kebutuhan beban dasar.

Proyek PLTN antara lain dicirikan sebagai proyek yang padat modal dan padat teknologi, sehingga diperlukan suatu studi kelayakan (termasuk aspek finansial) sebelum keputusan investasi diambil. Studi ini difokuskan pada aspek kelayakan finansial. Satu hal yang perlu diingat bahwa proyek infrastruktur (termasuk proyek pembangunan PLTN) mengandung sejumlah variabel ketidakpastian seperti keterlambatan proyek, pembengkakan biaya, faktor kapasitas pembangkit, dll. Apalagi Indonesia belum mempunyai pengalaman membangun PLTN. Atas dasar itulah, maka perlu dilakukan sebuah studi kelayakan finansial yang mempertimbangkan sejumlah variabel ketidakpastian yang mungkin terjadi dalam proyek yaitu dengan pendekatan probabilistik. Studi ini akan mensimulasikan pengaruh sejumlah variabel ketidakpastian terhadap aspek kelayakan proyek PLTN dengan teknik simulasi Monte Carlo. Dengan pendekatan ini, diharapkan dapat diperoleh model kelayakan finansial yang lebih komprehensif sehingga calon investor dapat mengambil keputusan investasi dengan lebih baik.



Gambar 1.2 Diagram Keterkaitan Masalah

1.4. Tujuan dan Hipotesis Penelitian

Adapun tujuan yang ingin dicapai dari penelitian ini adalah mengetahui kelayakan finansial proyek PLTN dengan memasukkan sejumlah variabel ketidakpastian yang mungkin terjadi dalam proyek. Tujuan ini dicapai dengan cara mengembangkan sebuah model simulasi berbasis pendekatan probabilistik untuk mensimulasikan interaksi antara variabel-variabel ketidakpastian dengan indikator kelayakan finansial proyek PLTN. Sehingga diharapkan investor dapat melakukan pengambilan keputusan investasi pada proyek PLTN dengan lebih baik.

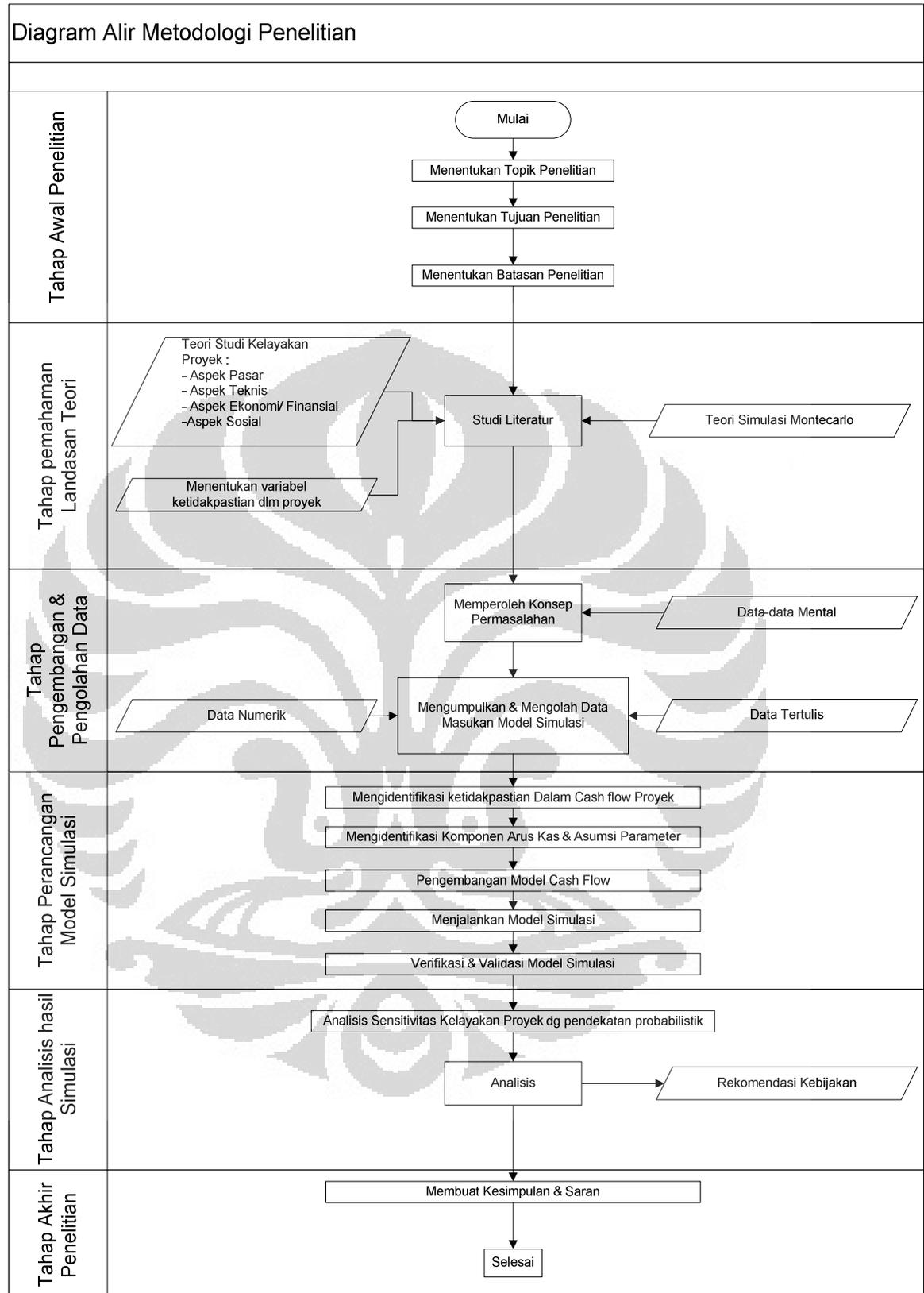
1.5. Batasan Penelitian

Mengingat luasnya cakupan dalam analisis kelayakan finansial proyek PLTN, maka dalam penelitian ini diberikan batasan-batasan sebagai berikut:

1. PLTN referensi adalah PLTN tipe PWR (*Pressurized Water Reactor*) dengan membandingkan teknologi AP1000 dari Westinghouse-Amerika Serikat dan teknologi OPR1000 dari KHNP-Korea.
2. Siklus bahan bakar nuklir diasumsikan menggunakan daur terbuka dalam arti tidak ada pengolahan ulang bahan bakar nuklir bekas.
3. Karena Indonesia belum mempunyai pengalaman membangun PLTN, maka data *investment cost*, *Operation & Maintenance* dan *decommissioning cost* menggunakan pengalaman negara-negara yang pernah membangun PLTN jenis AP1000 dan OPR1000. Sedangkan harga bahan bakar nuklir (BBN) mengikuti harga terkini yang dilaporkan oleh *World Nuclear Association* (WNA).
4. Data *General Affair & management cost* serta *Labour Cost* yang merupakan salah satu komponen dari *Fixed Operation & Maintenance Cost* menggunakan standar penggajian PT PLN. Sedangkan pajak properti maupun asuransi pembangkit mengikuti pengalaman PLTU batubara.
5. Pajak Penghasilan (PPh) disesuaikan dengan sistem perpajakan Indonesia.

1.6. Metodologi Penelitian

Diagram alir metodologi penelitian disajikan dalam Gambar 1-3.



Gambar 1.3 Diagram Alir Metodologi Penelitian

BAB 2

STUDI PUSTAKA

Studi pustaka dimulai dengan *paper review*, dilanjutkan dengan konsep teknologi pembangkitan listrik dari PLTN, konsep analisis probabilistik, konsep neraca keuangan perusahaan, konsep ekonomi teknik dan model/ skema pendanaan proyek PLTN.

2.1. Paper Review

Tiga studi kelayakan finansial proyek PLTN berbasis pada pendekatan deterministik yang telah dilakukan antara lain:

1. Studi Bastori (2005): analisis kelayakan finansial untuk proyek PLTN dengan mengambil kasus PLTN jenis AP600 dari Westinghouse-Amerika Serikat. Lingkup kajian yang dilakukan meliputi:
 - Menghitung biaya produksi listrik (*levelized unit electricity cost-LUEC*) PLTN AP600 berdaya 600 MWe dibandingkan dengan biaya produksi listrik pada PLTU batubara dan Pembangkit Gas dengan daya yang sama.
 - Analisis sensitivitas LUEC yang dilakukan dengan merubah nilai dari sejumlah variabel: biaya kapital, biaya bahan bakar nuklir, biaya operasi dan perawatan, biaya dekontaminasi dekomisioning dan umur PLTN.
2. PLN Litbang (2006): PLTN OPR1000 dari KHNP sebagai referensi. Lingkup kajian dalam studi ini meliputi:
 - Melakukan perhitungan LUEC PLTN OPR1000 berdaya 2x1050 MWe dan membandingkannya dengan PLTU Batubara Sarolangun berdaya 4 x 600 MWe di Sumatra.
 - Melakukan analisis sensitivitas terhadap IRR (*Internal Rate of Return*) dengan perubahan yang dilakukan terhadap variabel-variabel: faktor kapasitas, tarif listrik dan biaya bahan bakar.
3. Birmano, M. D. & Bastori (2008): perhitungan ekonomi dan pendanaan PLTN dengan menggunakan PLTN OPR1000 sebagai PLTN referensi dan dibandingkan dengan pembangkit konvensional (PLTU batubara).

- Melakukan perhitungan biaya pembangkitan listrik PLTN tipe OPR kelas 1000 MW dan dibandingkan dengan PLTU Batubara kelas 600 MW.
- Melakukan analisis sensitivitas terhadap indikator kelayakan proyek (NPV, IRR, BCR, DSCR dan *Pay Back Period*). Sensitivitas dilakukan terhadap variabel *discount rate*.

Adapun beberapa kajian yang menggunakan pendekatan probabilistik diantaranya adalah:

Rode, at al. (2001) melakukan analisis *appraisal and valuation* terhadap PLTN dengan mempertimbangkan ketidakpastian (pasar & ekonomi, politik dan teknis). Studi kasus yang diambil adalah PLTN berdaya 750 MWe. Kriteria kelayakan proyek yang digunakan adalah *Net Present Value* (NPV).

Feretic, D. & Tomsic, Z. (2005) telah melakukan analisis probabilistik untuk membandingkan kelayakan finansial dari tiga teknologi pembangkit pemikul beban dasar di Kroatia yaitu PLTU batubara, PLT Gas dan PLTN. Dalam studi ini, analisis probabilistik dilakukan hanya pada variabel LUEC. Roques, at al. (2006) melakukan analisis yang hampir sama dengan Feretic & Tomsic, yaitu membandingkan kelayakan finansial dari ketiga teknologi pembangkitan listrik tersebut. Perbedaan keduanya terletak pada distribusi variabel masukan, jumlah iterasi dan indikator kelayakan finansial (NPV).

Locatelly, G. & Mancini, M. (2010) melakukan hal yang hampir sama dengan dua studi sebelumnya yaitu membandingkan kelayakan finansial antara PLTU Batubara, PLT Gas dan PLTN, tetapi pembangkit yang diteliti berkapasitas 335 MWe (*Small Medium Reactor-SMR*). Perbedaan dengan dua studi sebelumnya juga terlihat pada distribusi variabel masukan, iterasi dan indikator kelayakan. Indikator kelayakan finansial dalam studi ini: LUEC, NPV dan IRR.

Ringkasan dari penelitian terdahulu disajikan dalam Tabel 2.1. Berdasar *paper review*, dalam penelitian ini akan dilakukan analisis probabilistik untuk menilai kelayakan finansial proyek PLTN dengan memasukkan sejumlah variabel ketidakpastian. PLTN yang dijadikan referensi adalah PLTN AP1000 dari Westinghouse (Amerika) dan dibandingkan dengan PLTN OPR1000 dari KHNP (Korea). Indikator kelayakan proyek yang digunakan dalam studi ini adalah NPV dan IRR.

Tabel 2.1 Paper Review

No	Variabel	Jurnal 1	Jurnal 2	Jurnal 3	Jurnal 4	Literatur 5	Literatur 6	PENELITIAN YANG DIUSULKAN
		Rode at all (2001)	Feretic & Tomsic (2005)	Roques at all (2006)	Locatelli & Mancini (2010)	Tesis Imam Bastori, TI UI lulus tahun 2005	Lap. Akhir Studi PLN 2006	Topik: Analisis Probabilistik pada Studi Kelayakan Finansial Proyek Pembangunan PLTN di Indonesia
1	Pembangkit yang dianalisis	Nuklir	Nuklir, batubara, gas	Nuklir, batubara, gas	Nuklir tipe LWR, batubara, Gas	Nuklir, batubara, gas	Nuklir, batubara	Nuklir
2	Ukuran Pembangkit (Mwe)	750	tak didefinisikan	1000	335 (SMR)	Nuklir 600 MWe jenis PLTN AP 600	Nuklir 2 x 1050 MWe jenis PLTN OPR-1000, batubara berdaya 4x600 Mwe	1000 MWe dengan membandingkan 2 teknologi PLTN type PWR: AP1000 (Westinghouse-AS) & OPR1000 (Korea).
3	Teknik untuk Mensimulasi ketidakpastian	Montecarlo	Montecarlo	Montecarlo	Montecarlo	Tidak ada karena analisis yang dipakai adalah analisis deterministik, didalamnya hanya memuat sensitivity analysis yang dilakukan secara manual	Tidak ada karena analisis yang dipakai adalah analisis deterministik, didalamnya hanya memuat sensitivity analysis yang dilakukan secara manual	Montecarlo
4	Iterasi	1.000	2.000	100.000	Tergantung pada kasus	-	-	1.000
5	Pemodelan ketidakpastian	Expert judgement	Expert Judgement	Literature & Expert Judgement	Literature	-	-	Literature & Expert Judgement
6	Distribusi variabel masukan	Banyak, tergantung pada data masukan	Triangular, flat & five points	Semua Normal	Banyak, tergantung pada data masukan	-	-	Banyak, tergantung pada data masukan
7	Indikator (Performance)	NPV	LUEC	NPV	LUEC, NPV, IRR	LUEC	IRR, NPV, Benefit Cost Ratio, Pay Back Periods	IRR & NPV

2.2. Teknologi Pembangkitan Listrik PLTN

Pada bagian ini akan dijelaskan beberapa hal yang terkait dengan aspek teknologi pembangkitan listrik dari PLTN.

2.2.1. Reaktor Nuklir

Reaktor nuklir merupakan sebuah sistem tempat mengontrol dan mempertahankan terjadinya reaksi fisi berantai. Reaksi fisi berantai terjadi karena ketika suatu inti atom bahan bakar nuklir (BBN) seperti Uranium ditembak dengan partikel neutron maka akan dilepaskan 2 atau 3 neutron baru (neutron bebas). Neutron bebas tersebut bisa menjadi pemicu terjadinya reaksi fisi berikutnya dari inti atom Uranium lain yang berada di sekitarnya dan jika reaksi fisi ini terjadi secara terus menerus maka terjadilah apa yang disebut sebagai reaksi fisi berantai. Reaktor nuklir dapat digunakan untuk pembangkitan energi listrik, produksi radioisotop dan keperluan penelitian. Secara umum terdapat lima komponen dasar pada sebuah reaktor nuklir yaitu: bahan bakar, moderator, batang kendali, pendingin dan perisai pengungkung (KNRT, 2008).

Bahan bakar nuklir yang umum digunakan saat ini adalah Uranium dan Plutonium Oksida yang biasanya berbentuk silinder pejal dengan tinggi dan diameter sekitar 1 cm dan sering disebut *pellet*.

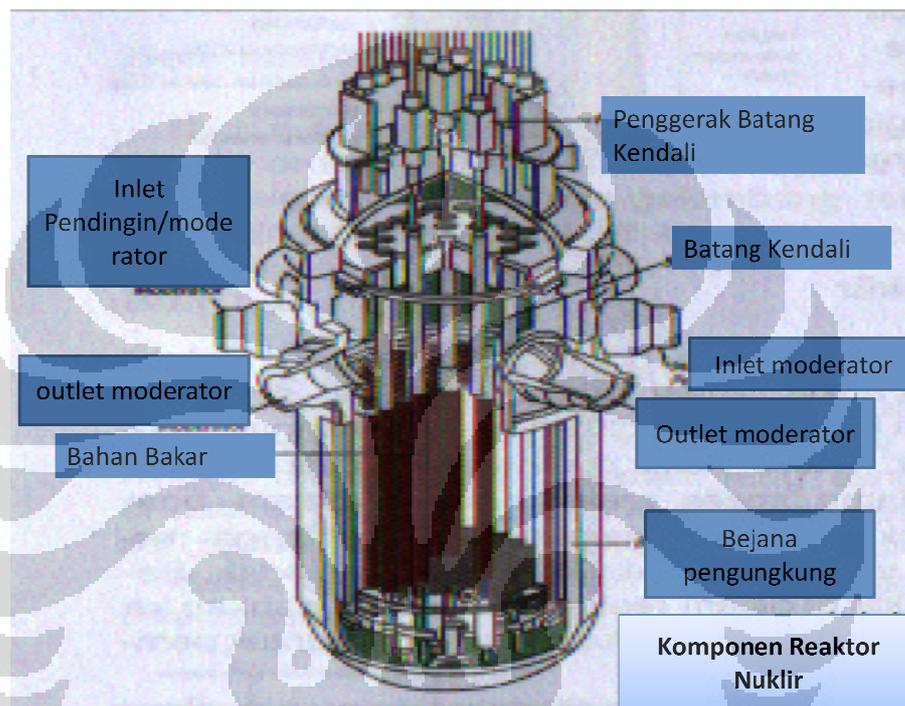
Kebanyakan reaktor yang ada saat ini menggunakan media air sebagai moderator. Moderator diperlukan mengingat neutron baru hasil reaksi fisi merupakan neutron dengan energi tinggi (*fast neutron*) sehingga energi neutron ini harus diturunkan menggunakan moderator agar reaksi fisi berikutnya pada reaksi fisi berantai dapat terjadi.

Air sekaligus juga berperan sebagai pendingin bagi bahan bakar reaktor. Reaktor harus didinginkan karena panas yang dibangkitkan oleh reaksi fisi dalam bahan bakar akan menghasilkan suhu sekitar seribuan derajat Celcius di pusat bahan bakar. Jika tidak didinginkan suhu akan meningkat dan mengakibatkan melelehnya bahan bakar sehingga menimbulkan kontaminasi material radioaktif.

Adapun batang kendali (*control rod*) berfungsi untuk mengendalikan terjadinya reaksi fisi berantai. Batang kendali ini disisipkan diantara bahan bakar, bisa turun atau naik. Material yang umumnya dipakai untuk batang kendali adalah

Boron Karbida (B_4C) atau campuran Perak-Indium-Cadmium yang dikemas dalam kelongsong logam. Selain dengan batang kendali, reaktor biasanya juga dikendalikan dengan menambahkan larutan Boron ke dalam moderator.

Perisai pengungkung terbuat dari bejana baja tahan karat setebal 20 cm yang berfungsi sebagai perisai radiasi dan pengungkung material radioaktif jika terjadi lelehan bahan bakar nuklir.



Gambar 2.1 Reaktor Nuklir dan Komponen-komponennya

(Sumber: KNRT, 2008)

2.2.2. Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir (PLTN)

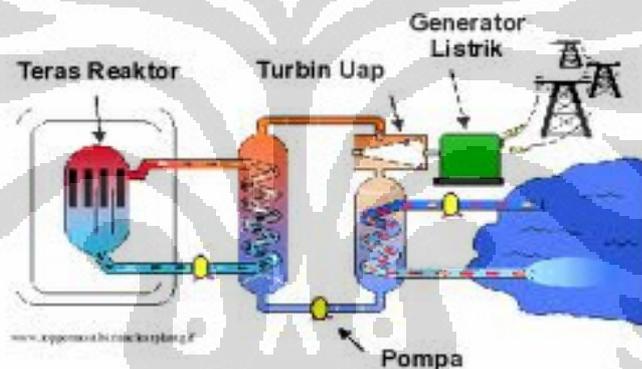
PLTN adalah suatu sistem yang mengkonversi panas hasil reaksi fisi di dalam reaktor nuklir menjadi energi listrik. Panas yang dibangkitkan di dalam reaktor nuklir dipindahkan ke air pendingin yang kemudian dipergunakan untuk membangkitkan uap dalam steam generator. Uap yang dihasilkan digunakan untuk memutar turbin. Perputaran turbin akan menggerakkan generator sehingga dihasilkanlah listrik. Sementara itu uap dari turbin diubah kembali menjadi air dalam kondenser untuk kemudian dipompakan kembali ke *steam generator* (KNRT, 2008).

Universitas Indonesia

Komponen-komponen yang umum ditemui dalam PLTN meliputi: reaktor nuklir, steam generator, turbin uap, kondenser, generator, ruang kontrol (*control room*) dan bangunan pengungkung reaktor.

Ruang kontrol adalah ruangan tempat mengendalikan reaktor. Di ruangan ini terdapat *display* kondisi operasi semua peralatan utama dan pendukung sehingga kondisi operasi PLTN termonitor secara terus menerus dan dapat segera diambil tindakan yang tepat saat diperlukan. Selama PLTN beroperasi, sejumlah operator terlatih harus selalu bertugas dan berjaga di ruang kontrol.

Bangunan pengungkung (kubah) reaktor terbuat dari beton untuk melindungi lingkungan dari kemungkinan keluarnya radiasi dan material radioaktif ke lingkungan dan sebaliknya juga berfungsi sebagai pelindung reaktor dari kemungkinan kerusakan akibat faktor-faktor luar.



Gambar 2.2 Proses Pembangkitan Listrik PLTN

(Sumber: www.batan.go.id)

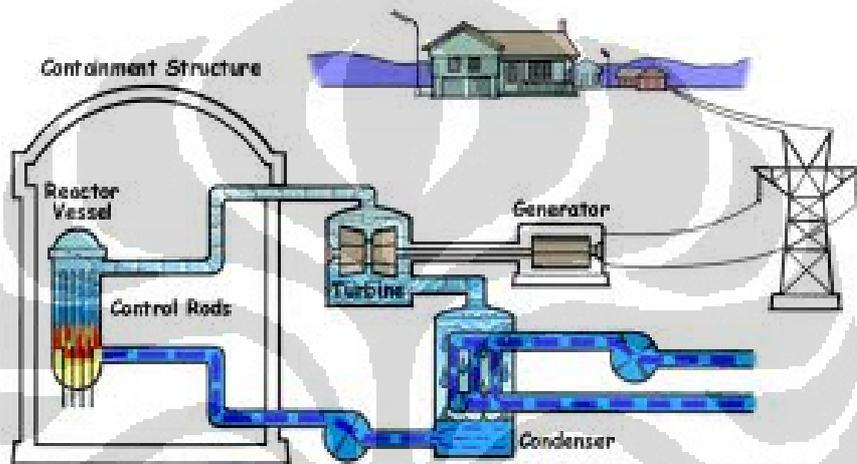
PLTN sering dicirikan dan diberi nama sesuai jenis teknologi reaktor nuklirnya. Beberapa jenis reaktor nuklir yang digunakan dalam PLTN antara lain:

a. Reaktor Air Mendidih (*Boiling water reactor - BWR*)

Reaktor jenis ini menggunakan air (H_2O) sebagai pendingin maupun moderator. Air menyerap panas dari bahan bakar sampai terjadi uap di dalam reaktor sehingga reaktor juga berfungsi sebagai *steam generator*. Uap yang dihasilkan langsung digunakan untuk menggerakkan turbin generator sehingga dihasilkanlah listrik (lihat Gambar 2.3). Keluar dari turbin, uap dikondensasikan dan kemudian dipompakan kembali ke reaktor.

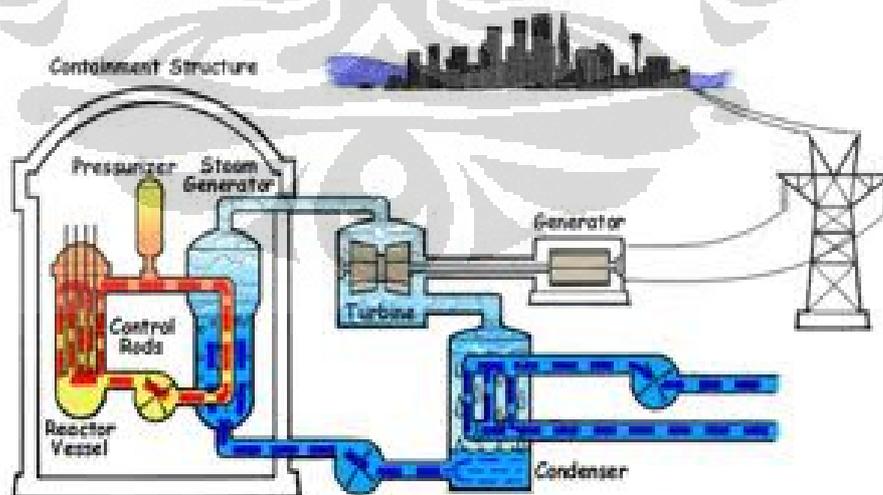
b. Reaktor Air Tekan (*Pressurized Water Reactor – PWR*)

PWR menggunakan dua siklus pendinginan. Siklus primer (siklus yang langsung berhubungan dengan reaktor) diberi tekanan tinggi untuk menghindari terjadinya pendidihan air pendingin di dalam reaktor dan di saluran siklus primer. Panas dari siklus primer dipindahkan ke siklus sekunder melalui steam generator. Air pendingin dari siklus kedua inilah yang kemudian diuapkan dan digunakan untuk memutar turbin dan generator listrik (lihat Gambar 2.4).



Gambar 2.3 PLTN jenis BWR

(Sumber: indone5ia.wordpress.com)



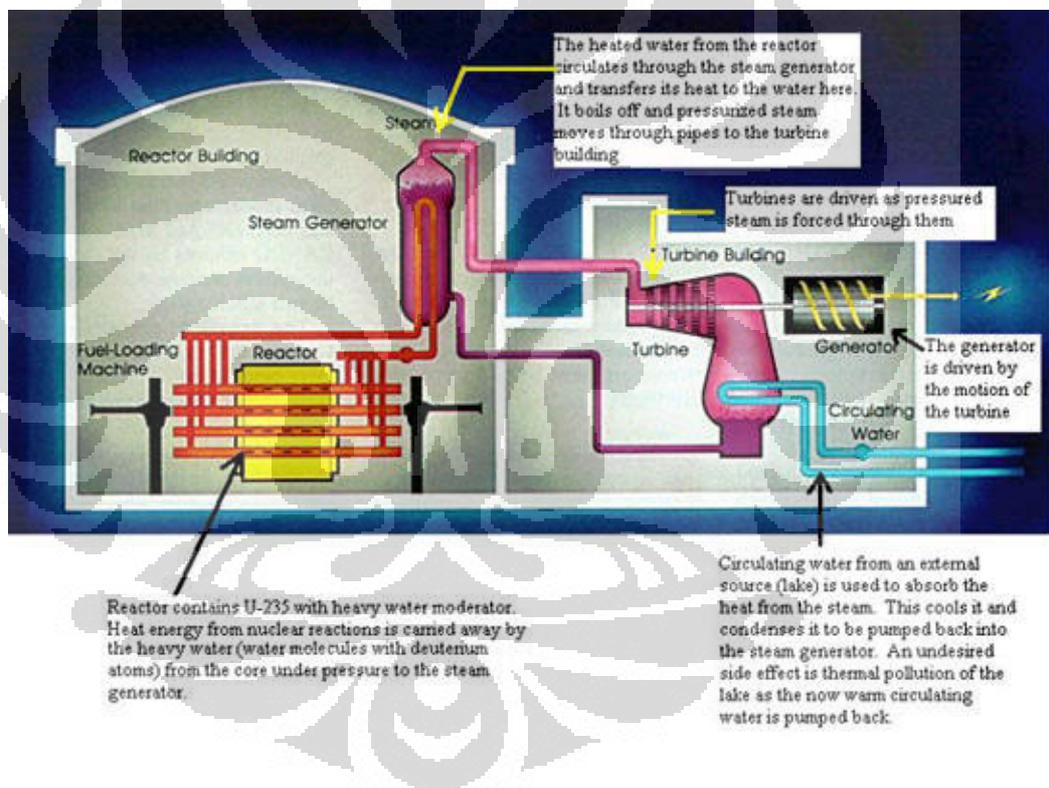
Gambar 2.4 PLTN Jenis PWR

(Sumber: www.batan.go.id)

c. Reaktor Air Berat Bertekanan (*Pressurized Heavy water reactor, PHWR*)

Reaktor jenis PHWR adalah CANDU (*Canada Deuterium Uranium*) yang pertama kali dikembangkan oleh Kanada (lihat Gambar 2.5). Secara prinsip, reaktor ini mirip dengan PWR, yang membedakan adalah jenis moderatornya. Pada PHWR, moderatornya berupa air berat (D_2O). Penggunaan air berat sebagai pendingin memungkinkan reaktor ini menggunakan Uranium alam yang tidak diperkaya sebagai bahan bakar.

Berbeda dengan reaktor lain, bejana reaktor CANDU (*Calandria*) dibuat horisontal.



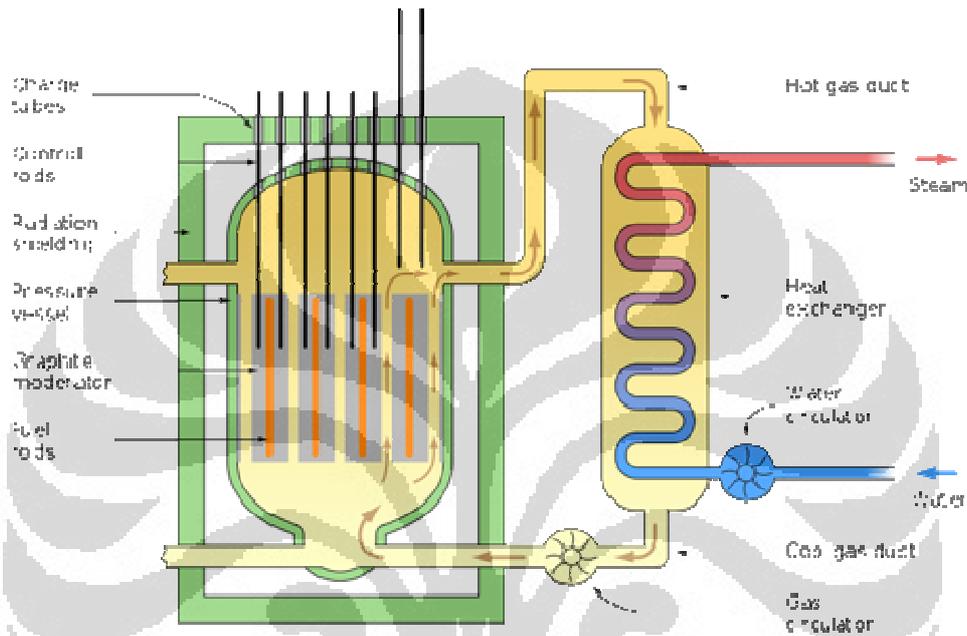
Gambar 2.5 PLTN Jenis CANDU

(Sumber: *Atomic Energy of Canada Limited*)

d. Reaktor Berpendingin Gas (*Gas Cooled Reactor, GCR*)

Pada reaktor jenis ini, gas CO_2 yang disirkulasikan ke dalam bejana reaktor berfungsi sebagai pendingin pada siklus primer. Gas panas yang keluar

dari siklus primer kemudian masuk ke dalam steam generator untuk membangkitkan uap pada siklus sekunder yang menggunakan air sekaligus mendinginkan gas CO₂ tersebut sebelum masuk kembali dalam reaktor (lihat Gambar 2.6). Pada jenis ini, grafit digunakan sebagai bahan moderator sehingga dapat menggunakan uranium alam tanpa pengayaan sebagai bahan bakarnya seperti pada reaktor CANDU.

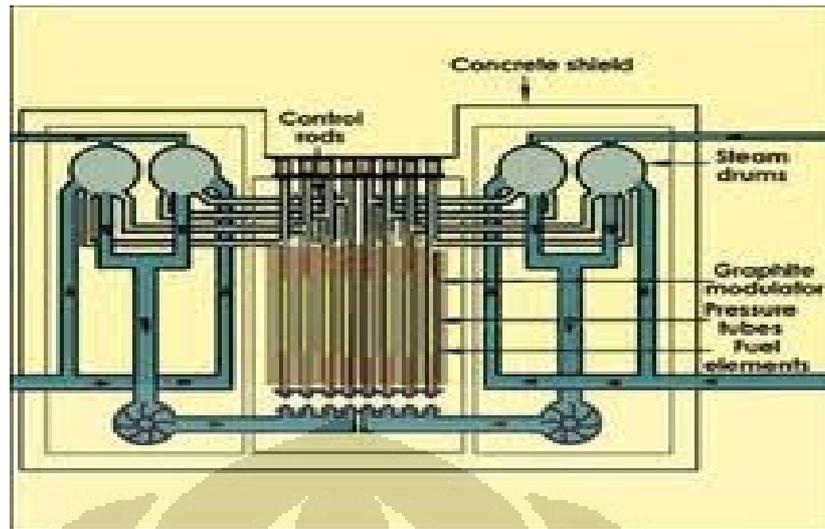


Gambar 2.6 PLTN Jenis Gas Cooled Reactor (GCR)

(Sumber: *Osterreichisches Ökologie-Institut*)

e. Reaktor Grafit Berpendingin Air (*Light Water Graphite Reactor – LWGR*)

Reaktor ini menggunakan grafit sebagai moderator dan air sebagai pendingin. Air pendingin dibiarkan mendidih di dalam reaktor dan uapnya kemudian dipisahkan dari air di dalam *steam drum*. Uap kemudian digunakan untuk menggerakkan turbin (lihat Gambar 2.7)

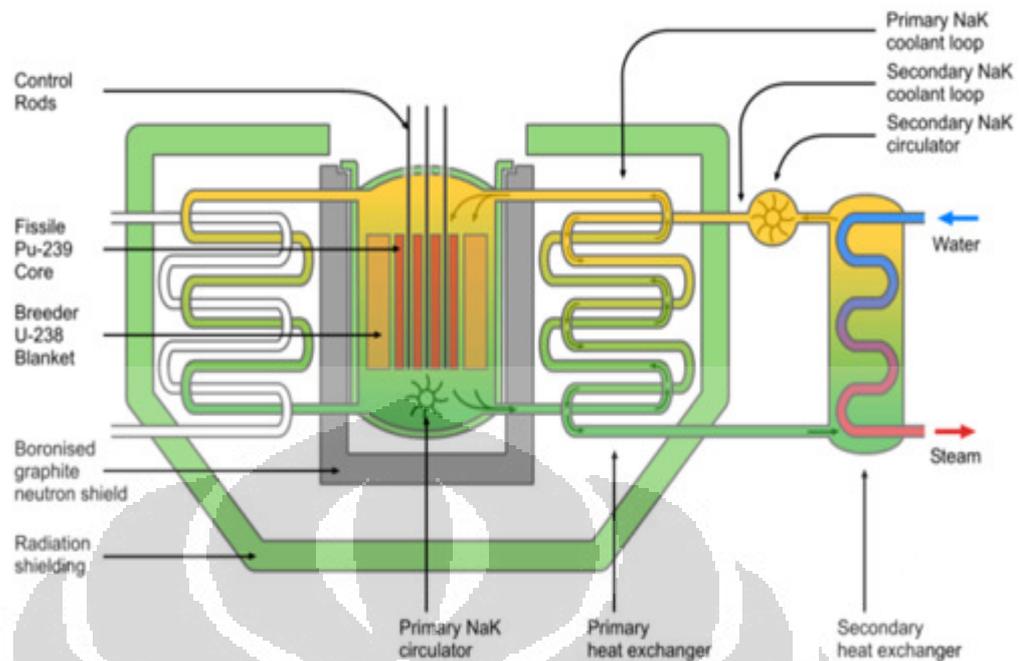


Gambar 2.7 PLTN Jenis LWGR

(Sumber: http://www.kss.sd23.bc.ca/staff/jstracha/physics_11/course_material/unit9/U09L04.htm)

f. Reaktor Pembiak Cepat (*Fast Breeder Reactor – FBR*)

Reaktor ini lebih mempergunakan Plutonium Pu-239 sebagai bahan bakar. Plutonium berada di bagian tengah inti reaktor, kemudian di sebelah luarnya dikelilingi oleh Uranium-238. Uranium-238 ini menyerap neutron yang berasal dari hasil fisi di bagian tengah reaktor sehingga berubah menjadi Pu-239. Produksi Pu-239 inilah yang dikenal sebagai pembiakan bahan bakar. Tidak adanya moderator untuk menurunkan energi neutron di dalam reaktor membuat reaktor jenis ini disebut reaktor pembiak cepat.



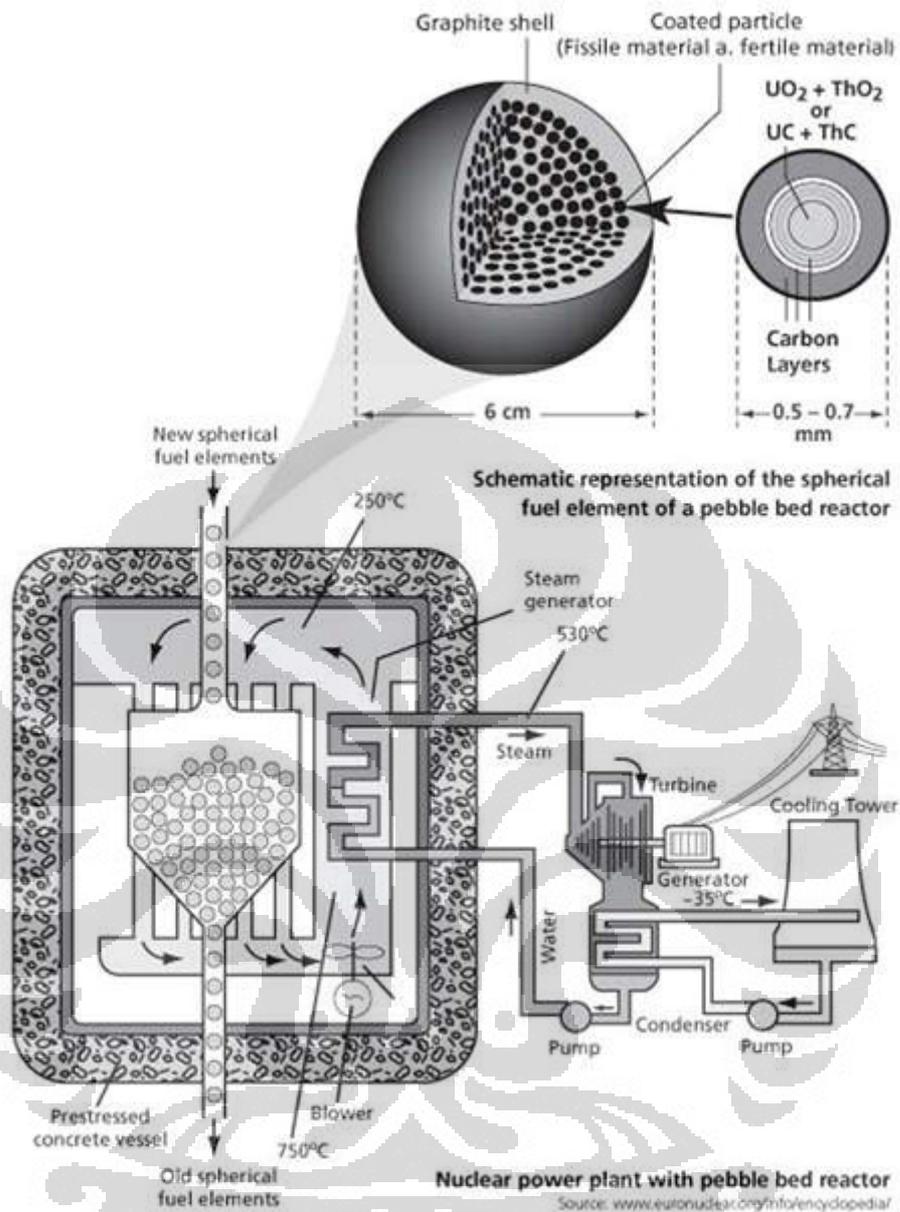
Gambar 2.8 PLTN Jenis FBR

(Sumber: *Nationmaster*)

g. Reaktor Pebble Bed (*Pebble Bed Reactor*)

Reaktor ini menggunakan bahan bakar keramik uranium (U), plutonium (Pu) atau Thorium (Th) berbentuk bola (*pebble*). Bola-bola diletakkan ke dalam silinder reaktor yang bagian bawahnya berbentuk seperti corong sebagai tempat keluarnya bahan bakar bekas.

Gas Helium (He) yang dialirkan di sela-sela tumpukan bola-bola berfungsi sebagai pendingin yang menyerap panas hasil reaksi fisi untuk kemudian ditransfer ke air pendingin melalui steam generator. Bola-bola grafit berfungsi sebagai moderator. Tipikal aliran dari pebble ini adalah satu pebble setiap menit.



Gambar 2.9 PLTN dengan Reaktor Pebble Bed

(Sumber: *The European Nuclear Society*)

PLTN di dunia umumnya lebih banyak menggunakan teknologi reaktor jenis PWR dan BWR daripada jenis lainnya. PLTN yang dijadikan referensi pada studi ini (baik AP1000 maupun OPR1000) merupakan PLTN tipe PWR.

2.2.3. Teknologi PLTN AP1000

Reaktor AP1000 merupakan reaktor PWR yang berbasis pada desain AP600. Teknologi ini merupakan versi yang lebih maju dari AP600. AP1000 menggunakan teknologi PWR teruji (*proven technology*) yang telah berpengalaman selama lebih dari 35 tahun. AP1000 telah memperoleh persetujuan desain final (*Final Design Approval*) dari *United States Nuclear Regulatory Commission* (USNRC) pada September 2004 dan memperoleh sertifikasi desain (*Design Certification*) dari USNRC pada Desember 2005.

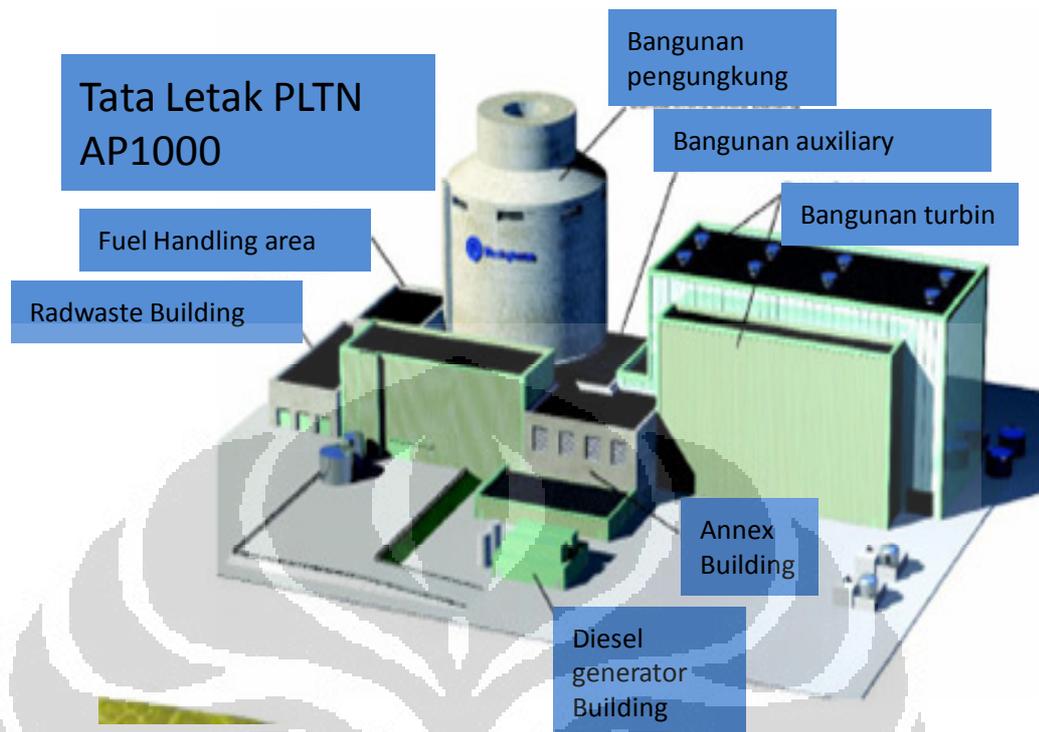
Fitur-fitur *advance* yang dimiliki oleh AP1000 diantaranya meliputi (www.AP1000.westinghousenuclear.com):

- Fitur keselamatan pasif
- Penyederhanaan pembangkit
- Telah dikembangkannya konstruksi modular
- Pemendekan jadwal konstruksi

2.2.3.1. Tinjauan umum Desain AP1000

PLTN AP1000 menggunakan teknologi PWR Westinghouse pada umumnya dengan kemajuan pada sisi material maupun komponen-komponennya. Komponen-komponen reaktor AP1000 antara lain meliputi:

- Bahan bakar
- Bejana reaktor
- *Loop* pendingin reaktor
- Pembangkit Uap (*steam generator*)
- Pompa
- Turbin
- Ruang Kendali Utama (*main control room*)



Gambar 2.10 Tata Letak (*Lay Out*) PLTN AP1000

(Sumber: Westinghouse, 2011)

2.2.3.2. Sistem Keselamatan Pasif pada AP1000

Teknologi AP1000 menggunakan sistem keselamatan pasif. Sistem pasif mengandalkan kekuatan alam, seperti gravitasi, sirkulasi alami, dan prinsip-prinsip fisik *compressed-gas* sederhana yang biasa kita gunakan setiap hari. Tidak ada pompa, kipas angin, mesin diesel, pendingin, atau mesin berputar lain yang diperlukan pada sistem keselamatan ini. Hal ini menghilangkan ketergantungan terkait aspek keselamatan terhadap sumber listrik AC. Sistem keselamatan pada PLTN AP1000 mencakup injeksi keselamatan pasif (*passive safety injection*), penghilangan panas residu pasif (*passive residual heat removal*), dan pendinginan pengungkung pasif. Semua sistem pasif ini memenuhi kriteria kegagalan tunggal (*single failure criteria*) NRC dan mengacu pada pelajaran dari kasus kecelakaan PLTN Three Mile Island dan isu keselamatan secara umum. Sistem pasif ini juga telah terbukti melalui pengujian dan analisis kode komputer (*computer code analysis*).

Beberapa teknologi yang digunakan dalam sistem keselamatan pasif PLTN AP1000 antara lain meliputi:

- Aktuasi katup bertenaga baterai (*Battery-powered valve actuation*)
- Gas yang di-kompresi (*Compressed gasses*), seperti: nitrogen, udara.
- Kondensasi
- Sirkulasi alami (*Natural Circulation*)
- Evaporasi

Baik AP600 maupun AP1000 menggunakan sistem keselamatan pasif yang mana fitur-fiturnya mencakup:

1. Sistem pendinginan teras pasif (*Passive core cooling System – PXS*)

PXS membentuk dua fungsi utama, yaitu:

- Injeksi keselamatan dan reactor coolant makeup dari sumber-sumber berikut: *Core Makeup tanks* (CMTs), akumulator, *In-containment water storage tank* (IRWST) dan *In-containment passive long-term recirculation*.
- Penghilangan panas sisa pasif (*Passive residual heat removal – PRHR*) yang memanfaatkan: *Passive residual heat removal heat exchanger*– PRHR HX dan IRWST

2. Isolasi Pengungkung (*Containment Isolation*)

Isolasi pengungkung pada AP1000 diperbaiki karena:

- Jumlah pancaran terbuka zat radioaktif secara normal berkurang sebesar 50%, atas peran sistem keselamatan pasif yang lebih sederhana
- Pancaran radioaktif yang normalnya terbuka dan beresiko gagal aman, mereka gagal memancar dalam posisi tertutup.
- Tak ada resirkulasi air irradiasi keluar pengungkung pada saat kecelakaan berbasis desain
- Pengungkung baja merupakan bejana bertekanan dengan integritas tinggi dibandingkan dengan bejana beton

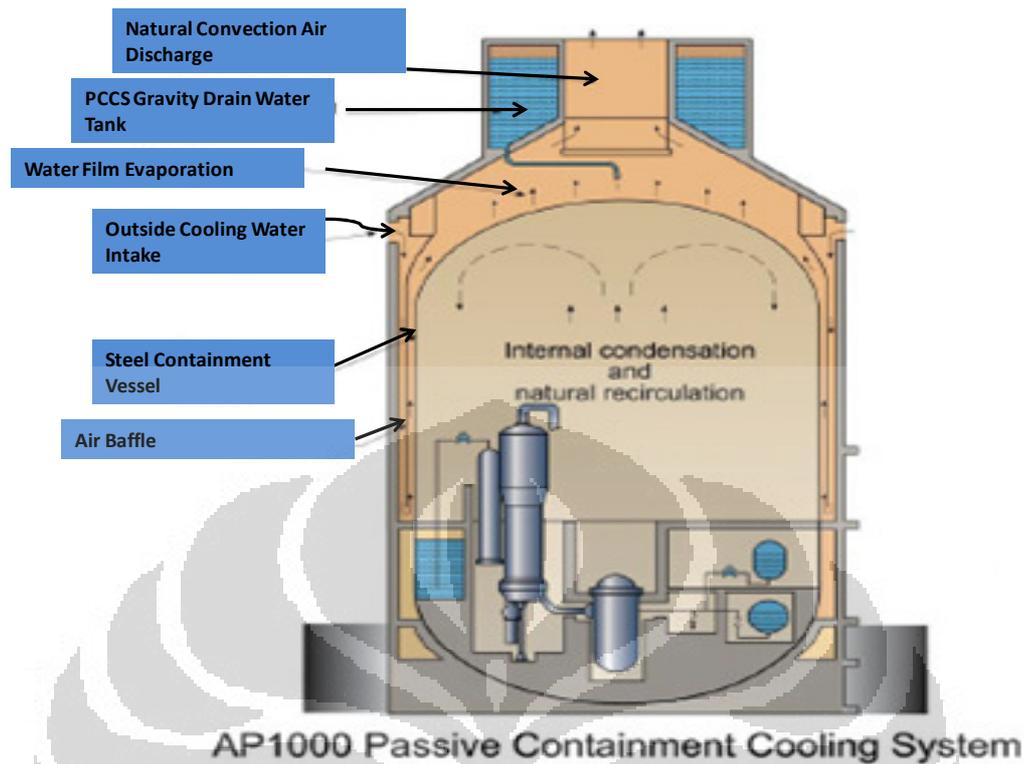
3. Sistem pendinginan pengungkung pasif (*Passive containment cooling system – PCS*)

PCS terdiri atas komponen-komponen berikut:

- *Air inlet* dan *exhaust paths* yang digabungkan dalam struktur bangunan perisai
- *Air baffle* yang diletakkan di antara bejana pengungkung baja dan bangunan perisai beton
- Tangki penyimpanan air pendingin pengungkung pasif yang digabungkan dalam struktur bangunan perisai di atas pengungkung
- Sistem distribusi air
- Tangki penyimpanan air tambahan dan dua pompa resirkulasi untuk penyimpanan air pendingin PCS tambahan *onsite*, pemanas untuk menghindari pembekuan dan untuk mempertahankan kimia air secara tepat.

4. *Main control room emergency habitability system*

Ruang kendali utama dapat diisolasi dalam kasus tingkat radiasi udara yang tinggi. Sistem habitabilitas darurat pada ruang kendali utama terdiri atas tangki udara tekan yang disambungkan dengan aliran hantaran udara utama maupun alternatif.



Gambar 2.11 Sistem Keselamatan Pasif PLTN AP1000

(Sumber: Westinghouse, 2011)

Fitur-fitur maju dari sistem keselamatan pasif ini sering disebut sebagai *auxiliary system* yang memperkuat sistem pertahanan berlapis (*defense in depth*) pada PLTN AP1000.

2.2.3.3. Penyederhanaan Pembangkit

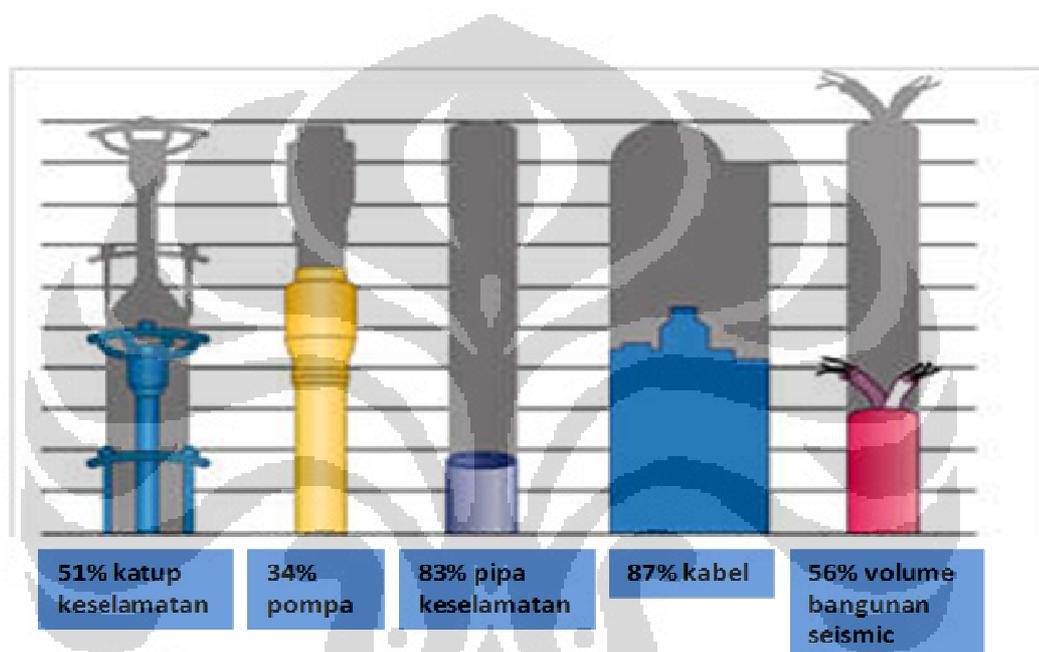
Penyederhanaan adalah kata kunci konsep teknis PLTN AP1000. Ini tercermin pada pengurangan sejumlah komponen pada AP1000 jika dibandingkan dengan PLTN 1000 MWe konvensional, sebagaimana dapat dilihat pada Tabel 2.2 dan Gambar 2.12.

Tabel 2.2 Pengurangan Jumlah Komponen pada AP1000

Komponen	PWR 1000 MWe pada umumnya	AP1000	Pengurangan

Katup pengaman	2844	1400	51%
Pompa	280	184	34%
Pipa pengaman	11,0 x 10 ⁴ feet	1,9 x 10 ⁴ feet	83%
Kabel	9,1 mil. feet	1,2 mil. Feet	87%
Volume Bangunan <i>Seismic</i>	12,7 mil. ft ³	5,6 mil. Ft ³	56%

(Sumber: Schulz, T., L., 2006)



Gambar 2.12 Penyederhanaan Kuantitatif Desain PLTN AP1000

(Sumber: Schulz, T., L., 2006)

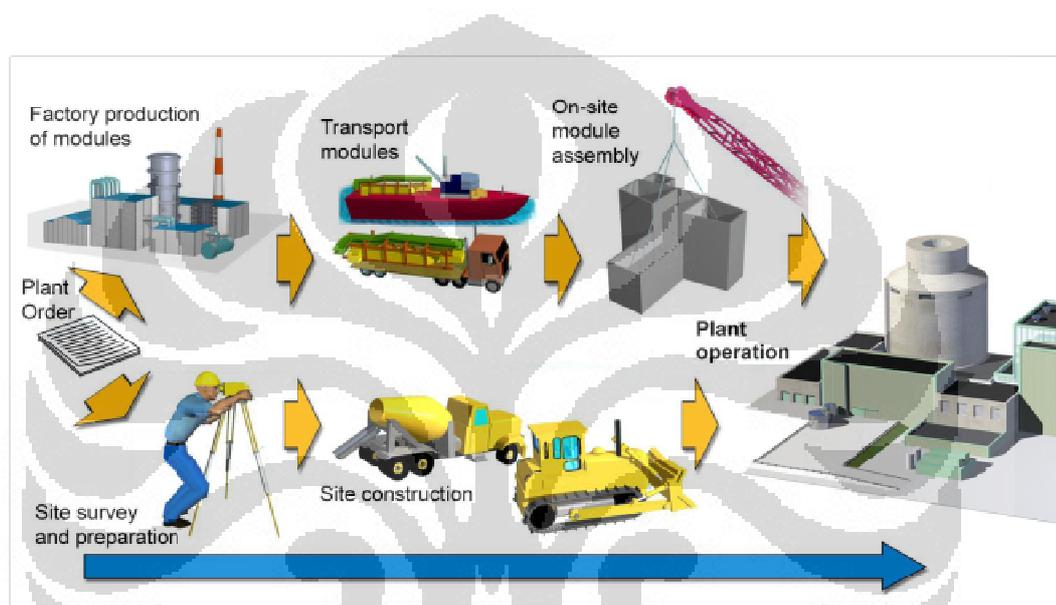
Penyederhanaan maupun sistem keselamatan pasif pada PLTN AP1000 ini sangat mengurangi tindakan yang diperlukan dari operator pada saat terjadi hal yang tak diinginkan maupun dalam operasi dan pemeliharaan.

2.2.3.4. Desain Modular

Teknik konstruksi modular juga telah dikembangkan oleh Westinghouse dalam desain AP1000. Pendekatan ini dilakukan untuk merancang pembangkit dengan memaksimalkan penggunaan modul-modul, baik modul yang terkait dengan struktur, mekanik maupun pemipaan. Modul-modul ini dibangun di pabrik dan kemudian dikirim ke tapak pembangkit. Di lokasi tapak, modul-modul ini

kemudian dirakit menjadi sebuah modul pembangkit. Penggunaan modul ini memberikan beberapa keuntungan, antara lain:

- Memperpendek jadwal konstruksi.
- Mengurangi jumlah tenaga kerja di lapangan.
- Meningkatkan jenis pekerjaan yang dilakukan di pabrik (*factory work*) sehingga diharapkan pengendalian mutunya lebih baik
- Mengurangi kemungkinan *delay* yang sangat mungkin terjadi di tapak.



Gambar 2.13 Konstruksi Modular PLTN AP1000

(Sumber: Westinghouse, 2011)

Disamping berbagai keuntungan tersebut, bagi negara pengimpor teknologi seperti Indonesia desain modular dipandang memiliki kelemahan yaitu tidak adanya transfer teknologi. Oleh karena itu, desain modular diprediksikan tidak akan diminati oleh Indonesia. Kemungkinan Indonesia lebih memilih konstruksi non modular, karena diharapkan pada pembangunan PLTN ke-2 dan seterusnya terjadi transfer teknologi berikut adanya partisipasi industri nasional dalam bentuk TKDN (Tingkat Kandungan Dalam Negeri) sebagaimana pengalaman yang pernah dialami oleh Korea dalam mengembangkan program PLTN.

2.2.4. Teknologi PLTN OPR1000

Keberadaan teknologi OPR1000 (*Optimized Power Reactor*) tak dapat dipisahkan dari perjalanan negara asal teknologi ini (Korea) dalam mengembangkan program nuklir (lihat Tabel 2.3). Awal era nuklir untuk energi di Korea dimulai dengan dibangunnya PLTN Kori Unit 1 & 2 dan PLTN Wolsung Unit 1, 2, 3 & 4 pada tahun 1970-an. Pada era 1970-an ini, *main contractor* berasal dari pemasok luar negeri (*foreign supplier*) dengan kontrak jenis *turn-key*. Karena jenis kontrak yang digunakan adalah jenis *turn-key*, maka dapat dikatakan bahwa pada awal era nuklir ini Korea benar-benar bergantung pada teknologi luar.

Tabel 2.3 *Milestone Program Nuklir Korea*

Period	Projects	Main contractor	Implementation method
1960s	Research reactor	Foreign suppliers	Cradle, spoon-feeding, technology learning by eyes and ears
1970s	Kori #1,2 Wolsung #1,2,3,4	Foreign suppliers	Turn-key contract
1980s	Kori #3,4 Younggwang #1,2 Ulichin #1,2	Foreign suppliers	Non-turnkey and component approach
1990s	Younggwang #3,4 OPR1000	Domestic suppliers	Component approach, but foreign firm responsible for design, supply, and performance
2000s	Ulichin #3,4 Younggwang #5,6 Ulichin #5,6	Domestic suppliers	Component approach, domestic firm responsible for design, supply, and performance
2000s	Shin-Kori #3,4 (APR1400) and henceforth	Domestic suppliers	System upgrading; looking for foreign markets

(Sumber: Chang Kun Lee, 2008)

Meski pada awalnya mengimpor teknologi, pemerintah Korea berkomitmen untuk dapat menyerap pengetahuan dan teknologi luar hingga pada akhirnya memiliki apa yang diistilahkan dengan *technological capability*. *Technological capability* mengacu pada kemampuan untuk membuat

pemanfaatan pengetahuan teknologi menjadi efektif (Westphal et al., 1985 di dalam Chang Sup Sung & Sa Kyun Hong (1999)). Ia mencakup tidak hanya kapasitas untuk meleburkan pengetahuan yang ada, tetapi juga kapasitas untuk menciptakan pengetahuan baru (Linsu Kim, 1997b di dalam Chang Sup Sung & Sa Kyun Hong (1999)). Semua itu dicapai oleh Korea melalui program litbang nuklir yang sangat didukung oleh Pemerintah. Dengan komitmen ini, maka ketergantungan Korea terhadap pemasok luar negeri lambat laun makin berkurang. Pada era 1980-an misalnya, *main contractor* dari PLTN-PLTN yang dibangun memang masih *foreign supplier*, akan tetapi jenis kontraknya tidak lagi *turn-key* dan mulai dilakukan *component approach*. PLTN yang dibangun pada era ini antara lain: Kori Unit 3&4, Younggwang Unit 1&2 dan Ulchin Unit 1&2.

Prestasi Korea dalam hal partisipasi industri lokal pada program PLTN makin bersinar pada era 1990-an ditandai dengan dibangunnya PLTN Younggwang Unit 3&4 yang memakai *domestic supplier* sebagai kontraktor utamanya meski pada era ini *foreign firm* masih bertanggung jawab pada sisi desain dan *kinerja* PLTN. PLTN OPR1000 merupakan desain perbaikan yang berdasarkan pada desain PLTN Younggwang Unit 3&4 ini. Teknologi ini dikembangkan pada era 2000-an, dimana pada era tersebut tak ada lagi ketergantungan Korea terhadap luar negeri dalam program PLTN. PLTN Ulchin Unit 3 & 4 merupakan PLTN pertama yang dibangun dengan teknologi OPR1000. Awalnya teknologi ini bernama KSNP (*Korean Standard Nuclear Power*), namun ketika teknologi ini mulai diekspor namanya diubah menjadi OPR1000. Setelah meninjau aspek keselamatan pada PLTN Ulchin Unit 3&4, IAEA mengumumkan bahwa teknologi OPR1000 berhak menyandang prestasi dalam hal peningkatan keselamatan PLTN komersial secara signifikan.

Beberapa bangunan yang ada dalam desain OPR1000 antara lain meliputi:

- *Turbine building*
- *Primary auxiliary building*
- *Containment building*
- *Fuel building*

Tabel 2.4. Memberikan informasi tentang fitur-fitur maju yang ada pada teknologi OPR1000.

Universitas Indonesia

Tabel 2.4 Fitur-fitur Maju pada PLTN OPR1000

ADVANCED FEATURES OF OPR1000	
Enhanced Plant Safety	<ul style="list-style-type: none"> - Safety Depressurization System for rapid depressurization of the RCS - Reinforced monitoring function for Residual Heat Removal System - High pressure piping for Shutdown Cooling System - Plant Protection System equipped with automatic inspection function - Established priority order for alarm - Utilization of Core Protection Calculator and Core Operating Limit Supervisory System to improve Core monitoring function
Enhanced Availability and Capacity Factor	<ul style="list-style-type: none"> - Classified some part of CVCS (Chemical and Volume Control System) as Non-safety related components - Improved Shutdown Cooling System - Centrifugal Charging Pump - Improved Letdown Line - Consideration of Human factor in the MCR design - Expanded use of Plant Computer - Utilization of Core Protection Calculator and Core Operating Limit Supervisory System to secure the safety margin of reactor operation
Enhanced Design Margin	<ul style="list-style-type: none"> - Application of improved seismic analysis method - Application of Leak-Before-Break design concept - Improved evaluation method for heat generation rate in the RV1
Improved Control System	<ul style="list-style-type: none"> - Considered Human Factors in the design - Established priority order for alarm - Minimized Alarm Indications and Instruments by applying Discrete Indication and Alarm System - Digitalized signals - Use of Optical Fibers and Multiplexer
Simplified Operating Procedure	<ul style="list-style-type: none"> - Separate Heat Exchanger for Containment Spray System - Simplified Chemical and Volume Control System - Expanded use of Plant Computer
Economization	<ul style="list-style-type: none"> - Reduced cost by classification of non safety related CVCS - Minimized pipe whip restraints and snubbers by application of Leak-Before-Break design concept - Reduced cable cost by using Multiplexer - Minimized Alarm Indications and Instruments by applying Discrete Indication and Alarm System

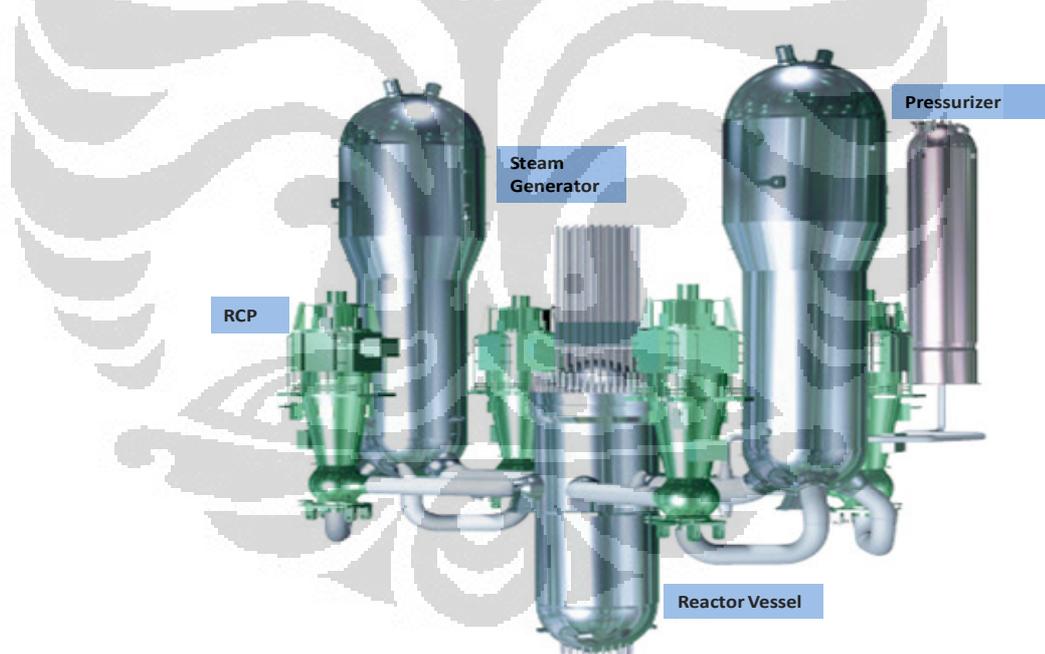
(Sumber: Doosan Heavy Industries)

2.2.4.1. Nuclear Steam Supply system (NSSS)

NSSS berada dalam bangunan pengungkung (kubah reaktor) yang terdiri atas: *reactor coolant system (RCS)*, *pressurized water reactor*, *reactor auxiliary*, dan peralatan instrumentasi dan kontrol.

1. Reactor Coolant System (RCS)

OPR1000 merupakan reaktor tipe PWR yang menggunakan dua *loop* pendingin (primer dan sekunder) untuk memasok uap ke turbin. Karena rakitan bahan bakar nuklir yang digunakan untuk membangkitkan uap diletakkan dalam batas-batas *loop* pendingin primer, maka ia mengandung pendingin yang bersifat radioaktif. *Loop* pendingin primer memindahkan panas menuju *loop* pendingin sekunder melalui *steam generator*, dimana mengisolasi pendingin sekunder dari radioaktivitas yang terjadi pada *loop* pendingin primer.



Gambar 2.14 Reactor Coolant System PLTN OPR1000

(Sumber: Doosan Heavy Industries)

Loop pendingin primer (*Reactor Coolant System*) terdiri atas: 1 unit bejana reaktor, 2 unit *steam generator*, 1 unit *pressurizer* dan 4 unit pompa pendingin reaktor.

- **Bejana Reaktor (*Reactor Vessel*)**

Bejana reaktor didesain untuk mampu menahan temperatur dan tekanan tinggi. Bagian ini memuat bahan bakar. Kepala penutup bejana dibuat dapat dibuka untuk pengisian ulang bahan bakar.

- ***Steam Generator***

Steam Generator merupakan suatu jenis penukar panas (*heat exchanger*) yang menghasilkan uap untuk memutar turbin. Sementara uap dipindahkan dari *loop* pendingin primer menuju *loop* pendingin sekunder melalui steam generator, pendingin pada masing-masing *loop* terisolasi satu sama lain.

- ***Pressurizer***

Pressurizer dirancang untuk mempertahankan tekanan operasi Sistem Pendingin Reaktor (*Reactor Coolant System*) pada batasan yang diijinkan, baik saat reaktor beroperasi normal maupun pada saat terjadi gangguan. *Pressurizer* memuat air yang cukup untuk menjaga aliran *pressurizer* selama *reactor trip* dan untuk menjaga *heater* dari kemungkinan tak tertutup oleh *outsurge of water* selama terjadinya penurunan beban turbin.

2. *Reactor Auxiliary System (RCS)*

Reactor refuelling system

Reactor refueling system terdiri dari peralatan dan prosedur untuk *refuelling reactor*. Sistem ini mempersiapkan penanganan (*handling*) bahan bakar nuklir dan bahan bakar bekas dengan aman dan cepat.

Chemical and volume control system

Fungsi dari *chemical and volume control system* antara lain meliputi:

- Purifikasi *reactor coolant* untuk mengurangi produk korosi dan konsentrasi gas mulia produk proses fisi dan *reactor coolant*
- Kontrol sifat kimiawi terhadap reaktivitas dan korosi
- Kontrol volume air pada sistem pendingin reaktor secara otomatis

- Menerima, menyimpan dan memisahkan *borated waste* untuk digunakan kembali
- Memasok cairan injeksi sistem perapat untuk perapat RCP (*reactor coolant pump*) dan aliran *bleedoff* dari perapat.
- Menyediakan aliran *spray* dan mendinginkan aliran buangan dari PSV (*pressurizer safety valve*)
- Pemantauan radiasi dan boron

Safety Injection System (SIS)

SIS atau *Emergency Core Cooling System (ECCS)* menyediakan pendinginan inti reaktor (*core*) pada saat kejadian LOCA (*Loss of Coolant Accident*). SIS didesain untuk memasok cairan pendingin yang cukup dan untuk mencegah perubahan geometri inti reaktor yang berlebihan, untuk mencegah cairnya bahan bakar, membatasi reaksi *cladding* metal-air, dan untuk membuang energi yang dibangkitkan dalam core pada periode waktu tertentu setelah kejadian LOCA.

Shutdown cooling system (SCS)

SCS adalah *forced circulation heat removal loop*, didesain untuk memindahkan panas dari RCS ke *Component Cooling Water System (CCWS)*. SCS terdiri dari dua sub sistem yang *independent*, masing-masing menggunakan sebuah LPSIP untuk *coolant* melalui *shutdown cooling heat exchanger*. SCS digunakan untuk *normal shutdown, emergency shutdown, refuelling* dan pelaksanaan pemeliharaan. Pada pendinginan (*cooldown*) sampai *temperature refuelling* kedua shutdown *cooling train* dioperasikan guna mempersingkat waktu pendinginan.

Main feedwater system (MFWS)

Main feedwater system didesain untuk memasok air dari *feedwater* dan sistem *condensate* ke *steam generator feedwater nozzle* dengan laju aliran sesuai kebutuhan serta mendistribusikan air ke sistem lainnya. Pada setiap *steam generator* dilengkapi dengan *Feedwater Control System (FWCS)* dan katup pengatur secara terpisah.

Main Steam System

Main steam system terdiri dari pemipaan, katup dan instrumentasi yang terbentang dari *steam generator nozzle* sampai *turbine bypass valves* (TBV). *Main steam system* didesain untuk memasok uap dari *steam generator* ke turbin dan peralatan bantu lainnya pada tekanan, laju aliran dan dengan kualitas yang dibutuhkan. Pada masing-masing jaringan pipa uap dilengkapi sebuah *Atmospheric Dump Valves* (ADV) dan *Main Stop Isolating Valve* (MSIV).

Sampling, reactor vessel surveillance, fuel integrity monitoring system

Pada RCS dan komponennya dilengkapi dengan *sampling nozzle* untuk *sampling point* dan pada reaktor dilengkapi peralatan *surveillance* sedangkan pada sistem bahan bakar dilengkapi dengan *integrity monitoring system*.

Steam dump and bypass system

Sistem ini terdiri dari *Turbine Bypass Valves* (TBV) dan *Steam Bypass Control System* (SBCS). SBCS mengatur posisi TBV, melalui katup ini uap di *bypass* melewati turbin masuk ke kondenser. Sistem ini didesain untuk menaikkan availabilitas pembangkit dengan pemakaian secara penuh kapasitas *bypass* turbin untuk menghilangkan kelebihan energi termal pada NSSS pada saat terjadi pelepasan beban.

Safety depressurization system (SDS)

SDS diperuntukkan untuk sistem keselamatan yang berfungsi secara cepat menurunkan tekanan pada *reactor coolant system* (RCS) selama kejadian diluar desainnya selama kehilangan *feedwater* secara total.

2.2.5. Bahan Bakar Nuklir

Bahan bakar nuklir (*nuclear fuel*) merupakan bahan bakar yang dibutuhkan oleh PLTN untuk dapat beroperasi menghasilkan energi listrik selama waktu hidupnya (*life time*). Daur bahan bakar nuklir (*nuclear fuel cycle*) mencakup seluruh aktivitas mulai dari eksplorasi, penambangan, penggilingan, pemurnian, pengkayaan dan kemudian dilanjutkan dengan fabrikasi menjadi

elemen bakar nuklir untuk siap digunakan dalam operasi reaktor dan akhirnya menjadi bahan bakar bekas (*spent fuel*).

Terdapat dua jenis daur bahan bakar nuklir, yaitu daur terbuka dan daur tertutup. Pada daur terbuka tidak ada pengolahan bahan bakar nuklir bekas (lihat gambar 2.15), yaitu bahan bakar nuklir bekas diperlakukan sebagai limbah akhir yang akan disimpan pada lokasi penyimpanan permanen maupun disimpan sementara dalam penyimpanan onsite yang akan dibongkar bersamaan pada saat dekomisioning. Pada daur tertutup, bahan bakar bekas diolah kembali untuk mengambil sisa uranium yang belum terbakar dan plutonium yang dapat dipergunakan kembali sebagai bahan bakar nuklir (lihat gambar 2.16).

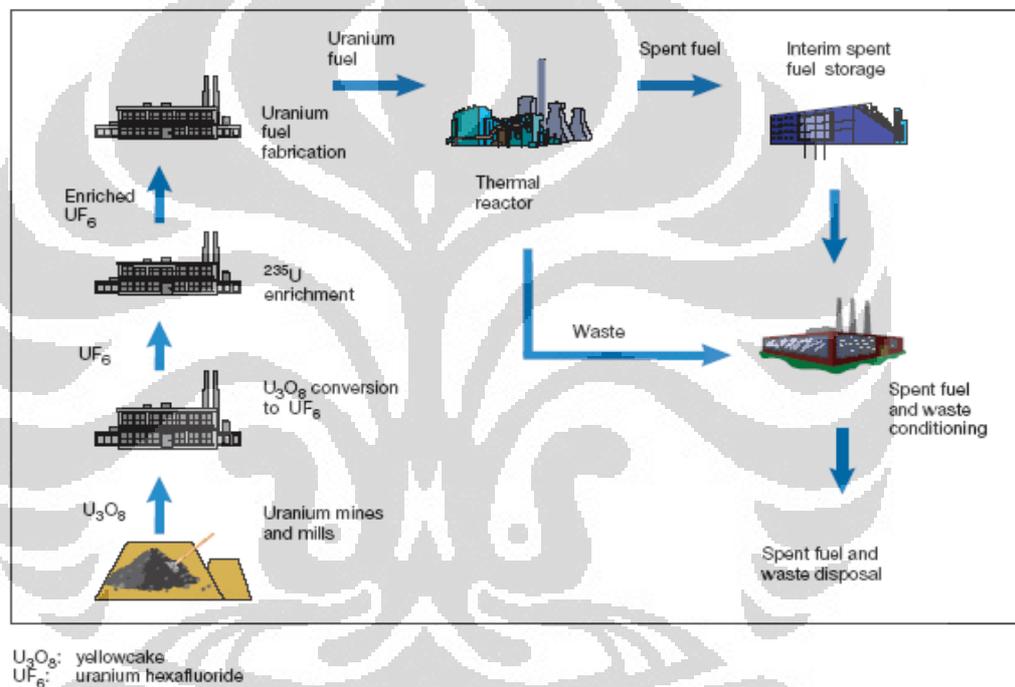
Pada prinsipnya daur bahan bakar nuklir dalam reaktor terdiri atas tiga tahap, yaitu:

- *Front-end*, merupakan proses yang meliputi penambangan biji uranium sampai dengan proses fabrikasi menjadi bahan bakar siap pakai.
- *Fuel management*, merupakan proses yang meliputi penerimaan dan inspeksi bahan bakar nuklir baru, penyimpanan bahan bakar nuklir, pengisian bahan bakar pada reaktor dan penyimpanan bahan bakar bekas ke penyimpanan sementara.
- *Back-end*, merupakan kegiatan pengiriman bahan bakar bekas ke penyimpanan sementara (*on site*) di PLTN maupun ke tempat penyimpanan permanen.

Berkaitan dengan tahapan daur bahan bakar nuklir tersebut, maka komponen biaya bahan bakar nuklir terdiri atas dua bagian, yaitu *front-end costs* dan *back-end costs*. *Front-end costs* adalah biaya-biaya yang berkaitan dengan proses bahan bakar yang terjadi sebelum bahan bakar masuk reaktor, yang meliputi empat tingkat, yaitu: biaya pembelian uranium (*uranium purchase*), biaya konversi ke uranium hexafluorida/ UF_6 (*conversion cost*), biaya pengkayaan (*enrichment cost*), dan biaya fabrikasi (*fabrication cost*). Sedangkan *back-end cost* adalah biaya yang berkaitan dengan proses bahan bakar setelah bahan bakar dipakai dalam reaktor hingga penyimpanan permanen. Biaya ini mencakup biaya untuk penyimpanan sementara (*onsite*), penyimpanan permanen dan

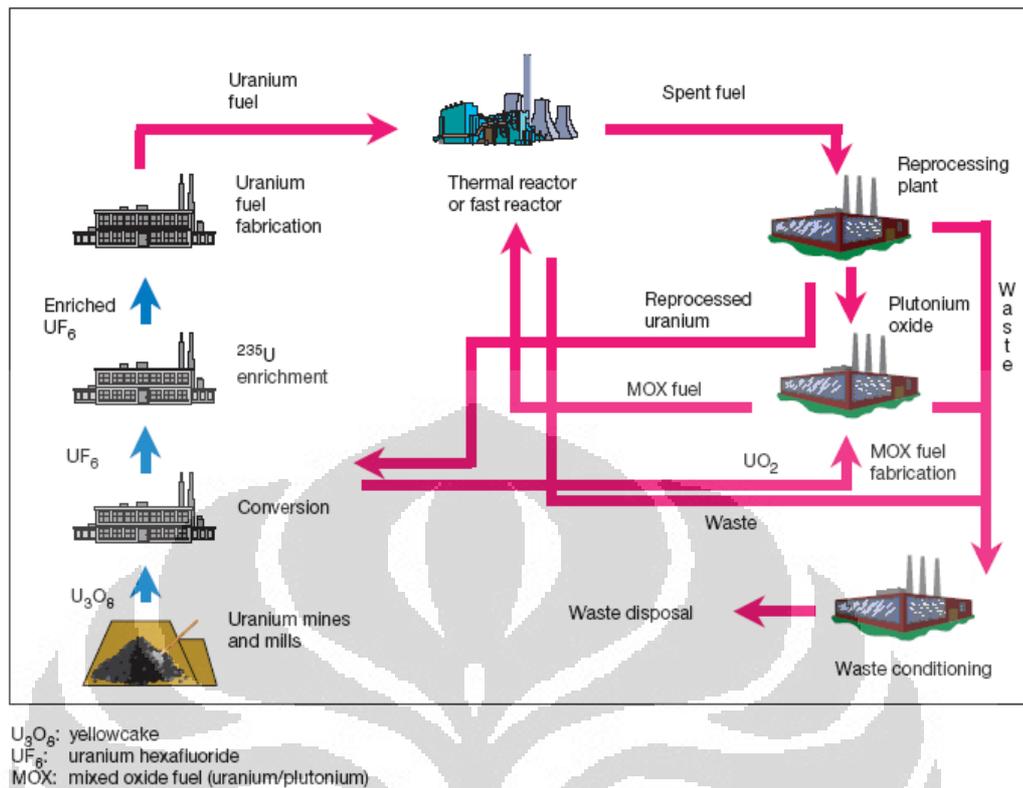
decommissioning. Bagi negara yang menggunakan daur bahan bakar tertutup seperti Jepang, *back-end cost* ini mencakup pula biaya olah ulang bahan bakar bekas (*spent fuel*). Dalam prakteknya, *back-end cost* ini tidak dibebankan pada biaya bahan bakar, tetapi dibebankan kepada biaya operasi & perawatan tetap (*fix operation & maintenance*) setiap tahun sebagai “tabungan” agar pada akhir umur PLTN tersedia dana untuk pengelolaan limbah bahan bakar bekas.

Refueling cycle bahan bakar nuklir untuk teknologi PLTN AP1000 maupun PLTN OPR1000 adalah 18 bulan.



Gambar 2.15 Siklus Bahan Bakar Nuklir Daar Terbuka

(Sumber: KNRT, 2008)



Gambar 2.16 Siklus Bahan Bakar Nuklir Daur Tertutup

(Sumber: KNRT, 2008)

2.3. Perbedaan Analisis Deterministik dan Analisis Probabilistik

Secara konsep, analisis probabilistik dilakukan dengan menspesifikasikan sebuah fungsi distribusi untuk tiap-tiap variabel *uncertainty* dan kemudian mensimulasikan efek/pengaruh dari kombinasi variabel *uncertainty* tersebut terhadap output (indikator kelayakan proyek). Simulasi dilakukan dengan sejumlah iterasi hingga dihasilkan nilai output yang *robust* (Locatelli, G. & Mancini, M., 2010). Karena variabel-variabel input berupa sebuah fungsi distribusi, maka output yang diperoleh juga berupa sebuah fungsi distribusi dari indikator kelayakan.

Perbedaan antara analisis deterministik dan analisis probabilistik dapat dilihat dalam Tabel 2.5.

Tabel 2.5 Perbedaan Analisis Deterministik dan Probabilistik

No	Analisis Deterministik	Analisis Probabilistik
1	Estimasi <i>cash flow</i> belum mempertimbangkan ketidakpastian dan resiko yang dapat terjadi dalam proyek sehingga hanya menghasilkan satu nilai tunggal (<i>single point estimate</i>).	estimasi <i>cash flow</i> sudah mempertimbangkan ketidakpastian dan resiko yang dapat terjadi dalam proyek sehingga nilai yang dihasilkan tidak tunggal melainkan berupa sebuah fungsi distribusi dari output (IRR, NPV)
2	Analisis didasarkan pada asumsi bahwa <i>cash flow</i> suatu proyek bersifat pasti (<i>certain</i>), padahal pada kenyataannya <i>cash flow</i> suatu proyek dapat menjadi sangat berbeda dari yang diestimasi sebelumnya.	Mengakomodasi kenyataan bahwa <i>cash flow</i> suatu proyek bersifat tidak pasti (<i>uncertain</i>), sehingga variabel-variabel ketidakpastian tersebut diidentifikasi, diukur dan diperkirakan besar pengaruhnya terhadap kelayakan finansial proyek
3	Analisis sensitivitas dilakukan secara manual dengan merubah satu per satu nilai dari variabel yang diduga berpengaruh terhadap kelayakan proyek (dalam Excel perintah yang digunakan adalah goal seek)	Teknik Montecarlo digunakan untuk mensimulasi pengaruh variabel-variabel ketidakpastian terhadap kelayakan finansial proyek secara simultan.

Analisis probabilistik ini dilakukan dengan teknik montecarlo. Menurut Locatelli, G. & Mancini, M. (2010), teknik Monte Carlo ini dilakukan dengan tahap-tahap sebagai berikut:

1. Mengumpulkan data dari variabel-variabel ketidakpastian yang akan menjadi masukan (input). Dalam konteks studi kelayakan finansial proyek PLTN, data-data ini diantaranya meliputi: biaya investasi (*investment cost*) atau sering juga disebut *overnight cost*, biaya bahan bakar (fuel cost), biaya operasi dan pemeliharaan (operation & maintenance cost), faktor kapasitas pembangkit, dll.
2. Memperbarui data ke dalam satu tahun dasar (reference year) sehingga diperoleh basis perhitungan yang sama untuk semua komponen biaya pembangkitan listrik.
3. Pendefinisian distribusi dari variabel-variabel ketidakpastian
4. Membuat suatu model *spreadsheet* untuk menganalisis kelayakan finansial proyek secara deterministik terlebih dahulu. Model *spreadsheet* antara lain

harus memuat: struktur biaya pembangkitan listrik, proyeksi laba rugi, proyeksi arus kas, proyeksi neraca aktiva pasiva (*balance sheet*) dan proyeksi analisis kelayakan proyek.

5. Mensimulasikan pengaruh dari variabel-variabel ketidakpastian yang telah didefinisikan fungsi distribusinya pada langkah 3 terhadap variabel output dengan menggunakan paket program @Risk dan menjalankannya dengan sejumlah iterasi hingga diperoleh nilai variabel output yang *robust*.

2.4. Teori Keuangan Perusahaan

Setiap tahun, seorang manager sebuah perusahaan berkewajiban menyampaikan laporan keuangan yang menunjukkan kinerja keuangan perusahaan kepada pemegang saham. Beberapa laporan keuangan yang mendasar adalah Neraca Aktiva-Pasiva (*Balance Sheet*), Laporan Rugi Laba (*Profit and Loss Statement* atau *Income Statement*) dan Laporan Arus Kas (*Cash Flow Statement*).

2.4.1. Neraca Aktiva-Pasiva (*Balance Sheet*)

Neraca aktiva-pasiva merupakan sarana yang mudah untuk mengorganisasikan dan mengikhtisarkan apa-apa yang dimiliki oleh sebuah perusahaan (aset), apa yang menjadi utang perusahaan (kewajiban) dan perbedaan diantara keduanya (Permatasari, K., 2010).

Neraca aktiva-pasiva terbagi atas empat bagian, yaitu bagian kiri dan kanan serta atas dan bawah. Bagian kiri menerangkan posisi aset dan bagian kanan mencerminkan posisi kewajiban (sering disebut hutang). Bagian atas aset memuat aset lancar (tidak tetap) dan bagian bawah aset memuat aset tetap (*fixed asset*). Bagian atas hutang memuat hutang perusahaan kepada pihak luar atau kepada bukan pemilik perusahaan sedangkan bagian bawah hutang memuat hutang kepada pihak dalam perusahaan atau biasa disebut sebagai modal sendiri (*equity*). Bagian atas hutang umumnya juga terdiri atas hutang lancar atau hutang jangka pendek (umurnya kurang dari satu tahun) dan hutang jangka menengah dan jangka panjang (menengah: lebih dari satu tahun; dan panjang: lebih dari lima

tahun). Akan tetapi untuk keperluan proyeksi selama umur proyek, maka format Neraca aktiva-pasiva dalam penelitian ini dibuat format atas-bawah, dimana bagian atas menginformasikan jumlah aset (tentunya memuat aset lancar dan aset tetap) dan bagian bawah menginformasikan jumlah hutang (yang terdiri atas hutang kepada pihak luar dan hutang kepada pihak dalam perusahaan).

Termasuk dalam kategori aset lancar antara lain: uang tunai atau kas, barang persediaan/ inventori, segala piutang (*receivables*) dan surat-surat berharga jangka pendek. Adapun aset tetap umumnya antara lain berupa tanah, bangunan, mesin-mesin dan peralatan.

Hutang lancar antara lain berupa: surat tanda hutang, hutang dagang (*trade payable*) dan sisa kewajiban yang belum dibayarkan (*accruals*) seperti sisa upah yang belum dibayarkan (*accrue wage*) dan sisa pajak yang belum dibayarkan (*accrued taxes*) (Permatasari, K., 2010). Sedangkan hutang jangka panjang (*debt*) biasanya berupa kredit investasi yang dibuat lewat lembaga-lembaga keuangan seperti bank.

2.4.2. Laporan Laba Rugi (*Profit & Loss Statement*)

Laporan Laba Rugi mengukur tentang laba (*profit*) dan kerugian (*losses*) perusahaan sepanjang satu tahun (Walsh, C., 2003). Neraca ini memperlihatkan jumlah penerimaan dan pengeluaran perusahaan selama satu tahun. Penerimaan diperoleh perusahaan dari penjualan (*sales*) produk (dan atau jasa) perusahaan, sedangkan pengeluaran adalah biaya-biaya (*cost*) yang dikeluarkan oleh perusahaan untuk menghasilkan produk ataupun jasa. Biaya-biaya ini antara lain dapat dibedakan sebagai berikut (Permatasari, K., 2010):

1. *Cost of good sold*, yaitu komponen utama pembentuk biaya, yang berasal dari: biaya buruh langsung (*direct labor*), bahan baku atau bahan terpakai langsung lainnya (*direct material*), *factory expenses* (termasuk biaya administrasi dan supervisi dalam pabrik, serta biaya penyusutan/depresiasi atas *tangible* maupun *intangible* aset).
2. Biaya-biaya lain atau yang dikenal dengan *operating expenses*, antara lain meliputi: biaya pemasaran dan penjualan (*selling price*) dan *general affair & administrative expense*.

3. Bunga atau *interest* atas hutang
4. Pajak (*tax*) atas keuntungan perusahaan

Hasil penjualan bersih (*net sales*) biasanya dituliskan pada baris paling atas dan menunjukkan aliran uang masuk (*cash-in*). Hasil dari *net sales* dikurangi dengan *cost of good sold* dan *operating expenses* disebut *Earning Before Interest and Tax* (EBIT). EBIT dikurangi dengan *interest* disebut *Earning Before Tax* (EBT). EBT jika dikurangi dengan *Tax* maka akan menjadi *Earning After Tax* (EAT). EAT inilah yang disebut untung (jika positif) atau rugi (jika bernilai negatif). Keuntungan perusahaan kemudian dibagi menjadi dividen (jika *equity* perusahaan diperoleh dari para pemegang saham/ *stockholders*) dan laba ditahan (*retained earning*). Laba ditahan merupakan keuntungan perusahaan yang tidak dibagikan kepada para pemegang saham melainkan ditanam kembali (*reinvestment*) ke dalam perusahaan.

2.4.3. Laporan Arus kas (*Cash Flow Statement*)

Laporan Aliran Uang (arus kas) melengkapi sekumpulan laporan keuangan yang dikeluarkan oleh perusahaan. Neraca ini memberikan gambaran mengenai jumlah dana yang tersedia setiap saat yang dapat dipakai untuk berbagai kebutuhan operasional perusahaan, termasuk investasi (Walsh, C., 2003).

Prosedur penyusunan laporan arus kas mengikuti aturan berikut (Soeharto, I., 2002):

1. Menghitung pemasukan bersih
2. Karena depresiasi bukan merupakan arus kas masuk, maka perlu ditambahkan kembali.
3. Kenaikan aktiva lancar merupakan tanda adanya penggunaan dana, sehingga mengurangi kas, demikian pula bila terjadi sebaliknya.
4. Kenaikan kewajiban (pasiva) adalah penambahan sumber dana, sehingga meningkatkan kas. Misalnya perusahaan mendapatkan pinjaman dari kreditor. Demikian pula bila terjadi sebaliknya.

2.4.4. Depresiasi dan Amortisasi

Aktiva tetap dicatat sebesar pengorbanan sumber ekonomik yang dilakukan oleh perusahaan untuk memperolehnya, sampai dengan aktiva tersebut siap digunakan. Oleh karena aktiva tetap yang diperoleh memiliki manfaat lebih dari satu periode akuntansi dan semakin lama kemampuan potensialnya semakin berkurang, maka *cost* aktiva tetap (harga perolehan) harus dialokasikan secara sistematis dan rasional. Harga perolehan harus dialokasikan ke periode-periode yang menerima manfaat dari aktiva tersebut. Proses alokasi ini dinamakan penyusutan (depresiasi). Jadi depresiasi adalah proses alokasi *cost* aktiva tetap menjadi biaya yang dilakukan secara sistematis dan rasional pada periode-periode yang menerima manfaat dari pemanfaatan aktiva tetap tersebut (Soeharto, I., 2002). Jika aktivanya merupakan aktiva tak berwujud (*intangible*) misalnya seperti hak paten, maka penyusutannya disebut sebagai amortisasi. Terdapat beberapa metode yang dapat digunakan dalam perhitungan depresiasi berdasarkan waktu, antara lain:

1. Metode Garis Lurus (*Straight Line - SL*)

Metode ini mengasumsikan bahwa aset terdepresiasi secara konstan setiap tahunnya selama umur manfaatnya. Nilai depresiasi per tahun dihitung berdasar formula:

$$D = \frac{\text{Harga perolehan} - \text{nilai residu}}{\text{umur ekonomis aktiva tetap}}$$

Sebagai ilustrasi, misalnya harga perolehan sebesar Rp 1000.000,- dan nilai residu diestimasi sebesar Rp 100.000,- dan umur ekonomisnya selama 5 tahun. Maka skedul depresiasi aktiva tersebut dapat dilihat pada Tabel 2.6.

Tabel 2.6 Ilustrasi Skedul Depresiasi Aktiva Tetap Dengan Metode Garis Lurus

Akhir Tahun	Depresiasi (Rp)	Akumulasi Depresiasi (Rp)	Nilai Buku (Rp)
			1.000.000
1	180.000	180.000	820.000
2	180.000	360.000	640.000
3	180.000	540.000	460.000
4	180.000	720.000	280.000
5	180.000	900.000	100.000

Sumber: Universitas Gunadarma

2. Metode Jumlah Angka Tahun (*Sum of The Year Digit - SOYD*)

Berdasar metode ini, depresiasi ditentukan dengan dasar pecahan (fraction) yang semakin menurun dikalikan dengan (*Cost* – nilai residu). Semua pecahan menggunakan jumlah angka-angka tahun sebagai penyebut (berdasar ilustrasi di atas, $5 + 4 + 3 + 2 + 1 = 15$). Sedangkan angka-angka tahun selama umur manfaat aktiva tetap sebagai pembilang. Penyebut dapat ditentukan dengan rumus:

$$\frac{n(n+1)}{2}$$

Misal, untuk aktiva tetap yang memiliki umur ekonomis 5 tahun, maka penyebutnya adalah:

$$\frac{5(5+1)}{2} = 15$$

Berdasar metode ini, pembilang menurun dari tahun ke tahun, sedangkan penyebut selalu konstan. Sehingga ilustrasi pembelian aktiva tetap di atas jika didepresiasi dengan metode SOYD akan dapat dilihat pada Tabel 2.7.

Tabel 2.7 Ilustrasi Skedul Depresiasi Aktiva Tetap (Metode SOYD)

Tahun ke-	Dasar Depresiasi	Sisa Umur dalam Tahun	Pecahan Depresiasi	Biaya Akhir Tahun	Nilai Buku
1	900.000	5	5/15	300000	700.000
2	900.000	4	4/15	240000	460.000
3	900.000	3	3/15	180000	280.000
4	900.000	2	2/15	120000	160.000
5	900.000	1	1/15	60000	100.000

Sumber: Universitas Gunadarma

3. Metode Penurunan Ganda (*Double Declining Balance Method - DDB*)

Metode saldo menurun didasarkan pada persentase yang konstan dikalikan dengan saldo nilai buku yang menurun setiap tahun .

$$\text{Tingkat depresiasi saldo menurun (DB\%)} = \frac{1}{\text{Umur ekonomis aktiva}} \times 100\%$$

Tingkat depresiasi ini sama dengan tingkat depresiasi metode garis lurus. Untuk tingkat depresiasi menurun ganda, tingkat depresiasi garis lurus (DB%) dikalikan 2.

$$DDB(\%) = \frac{100\%}{\text{Umur ekonomis aktiva}} \times 2$$

Maka berdasarkan metode menurun ganda depresiasi ditentukan dengan rumus:

$$\text{Depresiasi}_{\text{tahunan}} = DDB\% \times \text{saldo nilai buku tahun } n$$

Ilustrasi di atas, jika didepresiasi dengan metode DDB maka skedulnya dapat dilihat pada Tabel 2.8.

Tabel 2.8 Ilustrasi Depresiasi Aktiva Tetap Dengan Metode DDB^{*)}

Tahun ke-	Nilai Buku Awal tahun	Tingkat Depresiasi	Biaya Depresiasi	Akumulasi Depresiasi	Nilai Buku Akhir Tahun
1	1.000.000	40%	400.000	400.000	600.000
2	600.000	40%	240.000	640.000	360.000
3	360.000	40%	144.000	784.000	216.000
4	216.000	40%	86.400	870.400	129.600
5	129.600	40%	29.600	900.000	100.000

^{*)}Catatan:

Biaya depresiasi Tahun ke-5 dibatasi sebesar Rp 29.600,- karena tidak boleh kurang dari nilai residu

Sumber: Universitas Gunadarma

2.4.5. Inflasi dan Eskalasi

Eskalasi dapat diartikan sebagai provisi atau cadangan pada perkiraan biaya yang dimaksudkan untuk menutup kenaikan tingkat harga karena waktu (inflasi). Akibat adanya inflasi, harga kontrak yang disepakati pada suatu tahun akan berbeda dengan harga barang yang diserahkan dan dibayar pada tahun-tahun berikutnya. Proyek-proyek yang memerlukan waktu cukup lama (lebih dari 3 tahun) dalam pengerjaannya akan sangat terimbas oleh pengaruh eskalasi. Atas dasar itulah maka seorang estimator perlu mempertimbangkan variabel eskalasi ini dan memasukkannya sebagai komponen yang membentuk *capital expenditure* (*capex*) (Soeharto, I., 2002).

2.5. Analisis Kelayakan

Analisis kelayakan sangat diperlukan untuk melihat apakah suatu rencana pendirian usaha baru ataupun suatu rencana proyek menguntungkan ataukah justru merugikan. Hasil analisis ini pada akhirnya juga akan menjadi bahan pertimbangan bagi investor dalam mengambil keputusan investasi.

Dalam menilai kelayakan suatu usulan investasi diperlukan suatu indikator yang menjembatani nilai waktu uang pada masa yang akan datang dengan nilai mata uang pada masa sekarang, yang disebut *Profitability Indicator*. Indikator ini berbasis pada *present value of money* dengan menggunakan metode ekonomi teknik (Permatasari, K., 2010).

Beberapa kriteria kelayakan yang sering digunakan dalam penilaian investasi diantaranya meliputi:

1. Metode Nilai Sekarang Bersih (*Net Present Value – NPV*)
2. Metode Tingkat Pengembalian Internal (*Internal Rate of Return – IRR*)
3. Metode *Benefit Cost Ratio* (BCR)
4. Metode Periode Pengembalian (*Payback Periode*)

2.5.1. Nilai Sekarang Bersih (Net Present Value – NPV)

Metode NPV menghitung selisih antara nilai sekarang investasi dengan nilai sekarang dari penerimaan-penerimaan kas bersih pada masa yang akan datang. Dengan kata lain NPV menunjukkan jumlah *lump-sum* yang dengan tingkat diskonto tertentu memberikan angka seberapa besar nilai usaha tersebut pada saat ini (Permatasari, K., 2010). Formula untuk menghitung NPV diberikan pada persamaan 2.1.

$$NPV = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+r)^n}$$

$$= \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (2.1)$$

Keterangan:

CF_t = *Cash Flow* pada tahun ke t

r = tingkat diskonto (%)

n = umur proyek

Langkah paling awal sebelum menghitung NPV adalah menentukan tingkat diskonto yang tepat untuk mendiskonto *cash flow* proyek. Menetapkan tingkat diskonto yang tepat menjadi hal yang cukup krusial karena kesalahan dalam menentukan tingkat bunga akan berakibat cukup serius terhadap diterima atau ditolaknya suatu usulan proyek investasi. Penetapan tingkat bunga yang terlalu besar akan menyebabkan ditolaknya suatu investasi padahal pihak lain

menerimanya dan mengoperasionalkannya secara berhasil, sedangkan penetapan tingkat diskonto yang terlalu rendah akan menyebabkan suatu usulan investasi diterima padahal pihak lain menolaknya (Widhianti, Y., 2011). Tingkat diskonto (*discount rate*) biasanya ditetapkan secara subjektif melalui pertimbangan-pertimbangan tertentu seperti: suku bunga investasi, biaya-biaya lain yang harus dikeluarkan untuk mendapatkan investasi dan faktor resiko investasi.

Kriteria penilaian kelayakan proyek berdasarkan NPV:

- Jika $NPV > 0$, maka usulan proyek layak untuk dilaksanakan
- Jika $NPV < 0$, maka usulan proyek tidak layak untuk dilaksanakan
- Jika $NPV = 0$, maka usulan proyek tidak untung dan tidak rugi (impas)

2.5.2. Metode Internal Rate of Return (IRR)

Nilai IRR menginformasikan tingkat kemampuan *cash flow* proyek dalam mengembalikan investasi, yang dinyatakan dalam prosentase (Permatasari, K., 2010). Nilai IRR ini harus dibandingkan dengan suatu nilai yang sering disebut dengan MARR (*Minimum Attractive Rate of Return*). Nilai MARR tidak lain adalah tingkat diskonto yang digunakan dalam pendiskontoan *cash flow* proyek.

Secara filosofi dapat dikatakan bahwa IRR adalah tingkat diskonto yang menyebabkan nilai NPV sama dengan nol, artinya nilai sekarang arus kas masuk sama dengan nilai sekarang arus kas keluar.

$$CF_0 + \frac{CF_1}{(1+IRR)^1} + \frac{CF_2}{(1+IRR)^2} + \dots + \frac{CF_n}{(1+IRR)^n} = 0$$

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (2.2)$$

2.5.3. Benefit Cost Ratio (BCR)

Metode BCR memberikan penekanan terhadap perbandingan antara sisi manfaat (*benefit*) yang akan diperoleh dengan aspek biaya dan kerugian yang akan yang ditanggung (*cost*) dengan adanya investasi tersebut. Formula BCR diberikan pada persamaan (2.3).

$$BCR = \frac{\sum Benefit}{\sum Cost} \quad (2.3)$$

2.5.4. Metode *Payback Period*

Secara konsep, metode *payback period* ini digunakan untuk mengetahui seberapa lama investasi yang dikeluarkan untuk mendanai proyek akan kembali, yaitu pada saat terjadinya kondisi pulang pokok (*Break Even Point-BEP*). Lamanya periode pengembalian (k) saat kondisi BEP adalah:

$$k_{(PBP)} \text{ pada saat } \sum_{t=0}^k CF_t \geq 0 \quad (2.4)$$

Keterangan:

k = periode pengembalian

CF_t = *Cash flow* periode ke- t

Jika komponen *cashflow benefit* dan *cost-nya* bersifat *annual*, maka formulanya menjadi:

$$k_{(PBP)} = \frac{\text{investasi}}{\text{annual benefit}} \times \text{periode waktu} \quad (2.5)$$

Dalam metode *payback period* ini rencana dikatakan layak jika $k \leq n$ dan sebaliknya, dimana:

k = jumlah periode pengembalian

n = umur investasi

2.6. Pembiayaan Proyek PLTN di Indonesia (PLN Litbang, 2006)

2.6.1. Project Financing

Pendanaan proyek (*project financing*) merupakan pembiayaan jangka panjang proyek-proyek infrastruktur, proyek industri atau proyek pelayanan publik berdasarkan suatu struktur finansial yang kompleks, dimana *debt* dan *equity* yang digunakan untuk membiayai proyek tersebut akan dibayar kembali dari *cash flow* yang dihasilkan oleh proyek. Pembiayaan seharusnya dapat dijamin oleh proyek itu sendiri (jika kuat) atau jika tidak kuat maka harus dibantu dengan jaminan pemerintah.

Dalam pengembangan proyek infrastruktur atau komersial dikenal adanya beberapa skema pendanaan yaitu: *non resource financing*, *full resource financing* dan *limited resource financing*. Skema-skema tersebut melibatkan banyak pihak seperti: investor, sindikasi lender, guarantor, berbagai pemasok, kontraktor EPC, dan lain-lain.

1. *Non resource financing*

Pada skema ini, pada dasarnya *project company* meminjam uang kepada bank/*lender*, dengan jaminan pengembalian pinjaman berupa *cashflow* dan aset fisik dari proyek itu sendiri. Jika proyek gagal, maka lender tidak dapat mencari *recourse* ke aset maupun *profit* atau *balance sheet* dari korporasi pemilik proyek/sponsor. Dengan demikian pola pembiayaan ini sangat beresiko bagi bank/*lender*, dan hanya dapat berjalan untuk suatu proyek yang sangat kuat di situasi yang benar-benar ‘tanpa resiko’.

2. *Full Recourse Financing*

Pada skema ini, *lender* berhak mencari *recourse* sepenuhnya ke aset pemilik proyek jika proyek mengalami kegagalan. Jadi selain *cashflow* dan aset proyek, jaminan pinjaman juga berupa aset pemilik/sponsor secara penuh. Dengan kata lain, *lender* akan mencari jaminan dari korporasi pemilik proyek.

3. *Limited Recourse Project Financing*

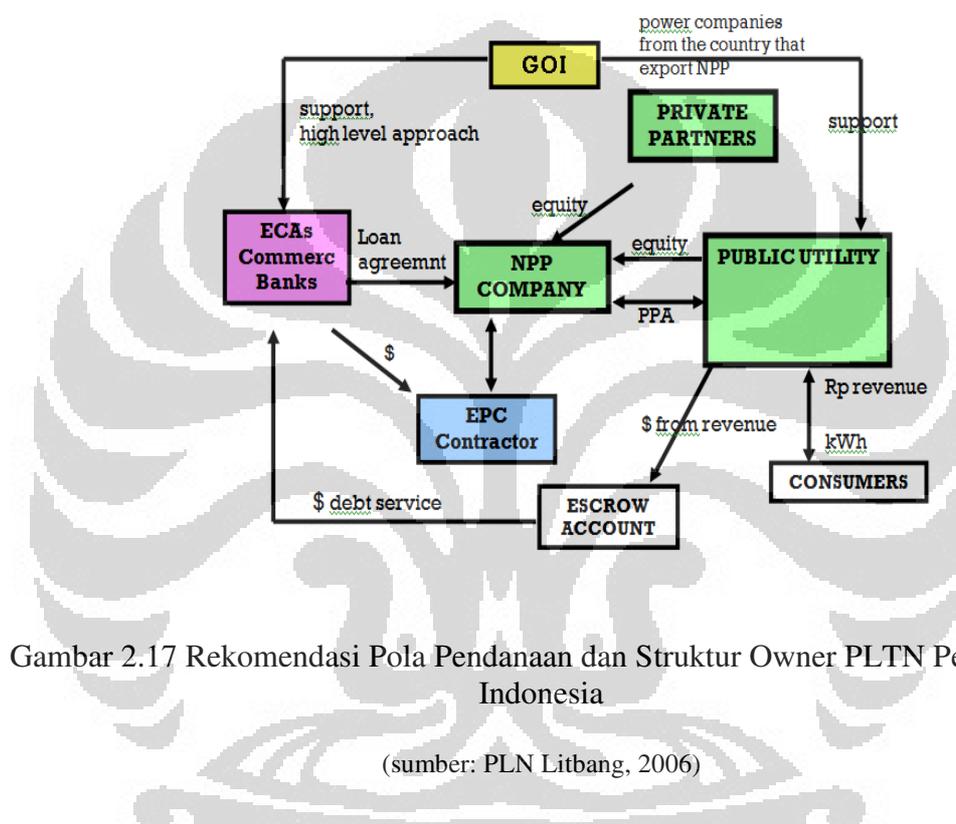
Skema ini berada di antara *non-recourse financing* dan *full-recourse financing*, yaitu jika proyek gagal maka lender dapat memperoleh *recourse* dari aset tertentu (terbatas) milik pemilik proyek/sponsor. *Limited recourse financing*, atau disebut juga *project finance*, telah banyak diterapkan pada proyek-proyek energi di negara maju dan berkembang, seperti pada proyek-proyek listrik swasta. *Project finance* berupaya memperoleh suatu kombinasi terbaik antara resiko dan *recourse* untuk suatu situasi proyek tertentu.

Di luar ketiga pola *financing* diatas terdapat alternatif *self-financing*, dimana suatu perusahaan/*utility* menggunakan sepenuhnya ekuiti sendiri untuk membiayai proyek. Cara ini sangat tidak lazim, karena daya ‘*leveraging*’ dari ekuiti untuk ‘mengungkit’ pinjaman guna membiayai proyek dengan nilai yang jauh lebih besar menjadi tidak termanfaatkan. Selain itu biaya kapital yang sangat tinggi dari PLTN tidak mungkin cukup didanai dengan ekuiti sendiri.

2.6.2. *Project Financing* Untuk PLTN di Indonesia

Studi yang dilakukan oleh PLN Litbang (2006) merekomendasikan pola pendanaan dan struktur “owner” untuk PLTN pertama di Indonesia sebagaimana dapat dilihat pada Gambar 2.17.

Owner PLTN pertama disarankan berupa *public utility* milik negara yang telah terbukti mampu mengelola proyek pembangkit skala besar dan mempunyai *cash flow* yang kuat untuk menyediakan sebagian *equity* dan membayar cicilan utang. Sebuah Perusahaan PLTN milik pemerintah (*NPP Company*) dibentuk sebagai *Special Purpose Company* (SPC), yaitu perusahaan yang khusus didirikan dalam rangka proyek PLTN.

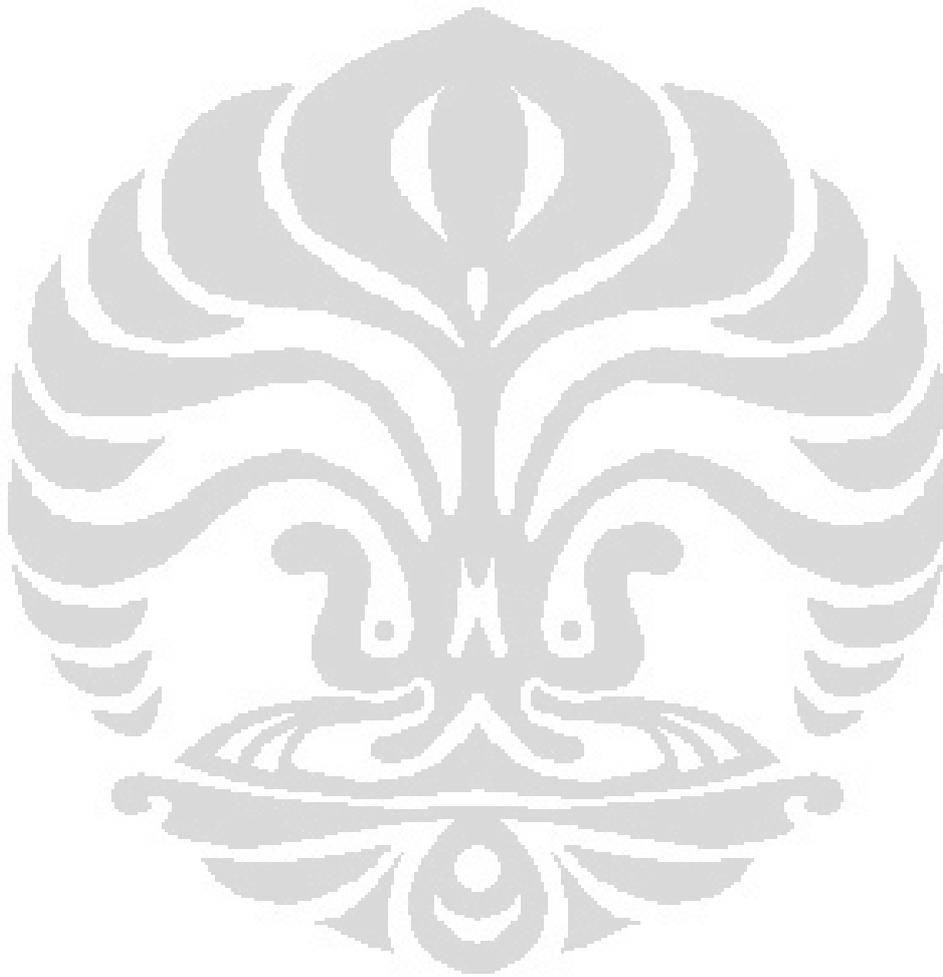


Gambar 2.17 Rekomendasi Pola Pendanaan dan Struktur Owner PLTN Pertama di Indonesia

(sumber: PLN Litbang, 2006)

Pendanaan pembangunan PLTN diasumsikan sebagian adalah porsi modal sendiri (*equity*) dan sebagian lagi porsi pinjaman (*debt*). Pinjaman jangka panjang yang sebagian besar digunakan untuk pengadaan *foreign content*, kemungkinan diperoleh dari kredit ekspor (*export credit Agency-ECA*) dan Bank komersial melalui ikatan perjanjian pinjaman (*loan agreement*) dengan *NPP Company* tersebut. Untuk memberikan kepercayaan kepada pihak lender, pemerintah Indonesia harus memberikan dukungan dan jaminan kepada lender maupun kepada *public utility*. Sumber dana *equity* diusulkan sebagian berasal dari *public utility* dalam hal ini bisa PLN atau perusahaan lain dan sebagian lagi dari *private partners*. Porsi *equity* sebagian besar digunakan untuk pendanaan di dalam negeri

seperti pembebasan tanah, *professional fee*, mobilisasi, sertifikasi, dll. *NPP company* milik pemerintah melakukan perjanjian pembelian listrik (*Power Purchase Agreement*) dengan *Public Utility* (PLN), dimana hasil penjualan listrik tidak secara langsung diserahkan kepada *NPP Company* melainkan melalui “*Escrow Account*” di luar negeri yang selanjutnya sebagian diteruskan kepada lender untuk pembayaran pelunasan pinjaman (baik cicilan pokok maupun bunganya), sehingga likuiditas pelunasan pinjaman dapat terjamin.



BAB 3

PENGUMPULAN DATA

Bab 3 ini memuat pengumpulan semua data yang terkait dengan analisa kelayakan finansial proyek pembangunan PLTN. Karena Indonesia belum pernah berpengalaman membangun PLTN, maka data-data yang diperlukan dalam analisis ini dikumpulkan dari berbagai literatur, baik berupa data pengalaman proyek pembangunan PLTN di negara lain maupun data dari studi yang sejenis.

3.1. Deskripsi Lokasi/ Tapak PLTN

Proses pemilihan tapak PLTN di Indonesia secara resmi dimulai tahun 1975 dengan dibentuknya Komisi Persiapan Pembangunan PLTN (KP2PLTN) oleh Badan Tenaga Nuklir Nasional (BATAN) dan Departemen Pekerjaan Umum dan Tenaga Listrik (DPUTL). Kegiatan pemilihan tapak merupakan tahapan penting yang dilakukan dengan sangat hati-hati, komprehensif dan rinci dengan menggunakan metoda diskriptif serta pengharkatan (scoring) terhadap kondisi yang akan dipilih. Tentunya kegiatan ini dilakukan dengan melibatkan berbagai pihak yang berkompeten. Pemilihan tapak potensial PLTN harus mengacu pada standar keselamatan nuklir yang berlaku seperti: IAEA-Safety Series No 50-C-S, Safety Series No 50-SG-S9, *United State Nuclear Regulatory Commission* (USNRC) dan CFR-100 (Suntoko, H., 2005). Pada awalnya terdapat 14 lokasi di Pulau Jawa yang memungkinkan dan diusulkan sebagai calon tapak PLTN. Setelah melalui serangkaian survei, tinggal 5 lokasi yang dinyatakan sebagai lokasi yang potensial untuk PLTN pertama. Kegiatan survei terus dilakukan sehingga dari 5 calon tapak PLTN tersebut tinggal tersisa 3 buah calon tapak PLTN terpilih yang kesemuanya berada di Semenanjung Muria, Kabupaten Jepara, Jawa Tengah. Ketiga lokasi calon tapak PLTN tersebut adalah: Ujung Watu, Ujung Greng-grengan dan Ujung Lemah Abang. Dari tiga calon tapak terpilih itu masih diteliti lebih lanjut hingga terpilihlah satu tapak PLTN yang paling potensial yaitu Ujung Lemah Abang (ULA).



Gambar 3.1 Tapak PLTN Potensial di Semenanjung Muria, Jawa Tengah

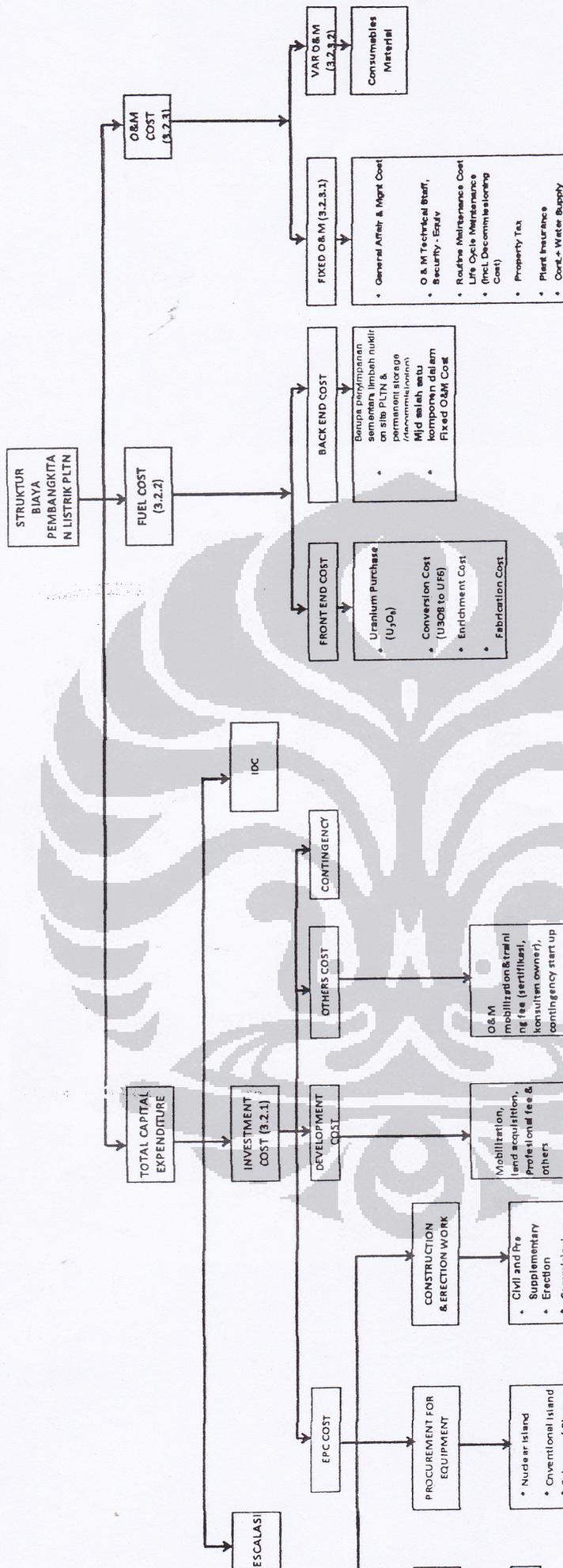
(Sumber: Badan Tenaga Nuklir Nasional - BATAN)

3.2. Struktur Biaya Pembangkitan Listrik PLTN

Secara umum, struktur dari biaya pembangkitan listrik (termasuk listrik dari PLTN) terdiri atas tiga komponen, yaitu (Zuhal, 1995):

- a. biaya investasi (*investment cost*)
- b. biaya operasi & pemeliharaan (*operation & maintenance cost*)
- c. biaya bahan bakar (*fuel cost*).

Dalam hal PLTN, biaya bahan bakar tersebut sebenarnya memuat biaya dekommissioning atau pengelolaan limbah bahan radioaktif. Namun pada prakteknya, biaya dekommissioning ini dimasukkan sebagai salah satu komponen dalam biaya operasi & perawatan. Struktur dari biaya pembangkitan listrik PLTN dapat dilihat dalam Gambar 3.2.



Gambar 3.3.2 Struktur Biaya Pembangunan Listrik PLTN

Sebelum perhitungan biaya pembangkitan listrik dimulai perlu didefinisikan terlebih dulu beberapa parameter teknis yang digunakan sebagai basis perhitungan sebagaimana dapat dilihat pada Tabel 3.1.

Tabel 3.1 Parameter Teknis PLTN Referensi

No	Parameter	Unit	Nilai
1	Kapasitas Unit <i>Gross</i>	MW	2.000
2	Pemakaian Sendiri (<i>auxiliary consumption</i>)	%	5,50%
3	Kapasitas Unit <i>Netto</i>	MW	1.890
4	Faktor Kapasitas	%	85%
5	Produksi Daya tahunan	MWh	14.892.000
6	Daya yang Dijual Tiap tahun	MWh	14.072.940
7	Burn Up	MWd per metrik ton U ₂₃₅	60.000
8	Tahun Dasar (<i>Reference year</i>)		2010

3.2.1. Biaya Investasi (*Investment Cost*)

Biaya investasi dari PLTN terdiri dari EPC *costs* (*Engineering Procurement Construction*), *development costs* dan *other costs*.

a. *Procurement cost* (Biaya Pengadaan)

Procurement Cost adalah biaya pengadaan peralatan dan material untuk beberapa bagian berikut: *nuclear island*, *conventional island* dan *Balance of Plant* (BOP). Sebagaimana diketahui, PLTN pada dasarnya sama dengan PLTU hanya saja ruang bakar PLTU diganti dengan reaktor nuklir yang menghasilkan panas. Reaktor nuklir inilah yang diistilahkan dengan *nuclear island*, sedangkan proses setelah panas hasil reaksi fisi berantai digunakan untuk memutar turbin dan selanjutnya turbin menggerakkan generator diistilahkan sebagai *conventional island*. Adapun BOP merupakan *plant-plant* kecil yang berfungsi mendukung sistem operasional utama yang ada di PLTU maupun PLTN, yang mana terdiri dari *switchyard building*, *auxiliary building*, *machine shop*, sistem pemadam kebakaran, dll (PLN Litbang, 2006).

b. *Design & Engineering Cost*

Biaya ini pada dasarnya adalah biaya untuk desain dan rekayasa dari PLTN itu sendiri.

c. *Construction Cost*

Construction cost adalah biaya yang dikeluarkan untuk hal-hal yang mencakup: pekerjaan sipil dan pekerjaan tambahan lainnya, *erection cost* dan *commisioning* atau saat dimana PLTN akan mulai beroperasi.

d. *Development Cost*

Biaya investasi yang dialokasikan untuk *development cost* umumnya terdiri atas: pekerjaan mobilisasi, pembebasan lahan, dan *Professional fee*.

e. *Other Cost*

Biaya investasi untuk *Other Costs* antara lain terdiri dari: training mobilisasi untuk operasi & pemeliharaan, *fee* dan *start up* (saat uji coba PLTN sebelum benar-benar beroperasi secara komersial).

f. Biaya kontingensi

Biaya kontingensi biasanya dialokasikan sebagai biaya cadangan. Dalam perhitungan biaya pembangkitan listrik teraras , biaya kontingensi ini tidak dimasukkan sebagai komponen biaya pembangkitan teraras.

Investment Cost PLTN AP1000 yang digunakan dalam studi ini berupa nilai rata-rata dari *investment cost* beberapa kontrak pembangunan PLTN AP1000 di Amerika Serikat. Tabel 3.2 sampai Tabel 3.5 memuat *Investment Cost* beserta rinciannya baik untuk PLTN AP 1000 maupun PLTN OPR1000.

Tabel 3.2. *Investment Cost* Beberapa PLTN AP1000 di Amerika Serikat^{*)}

Pembangkit	Tahun Estimasi Harga Kontrak	\$/kWe	Total Biaya Investasi (\$)
Levy County	April 2010	\$4.333	\$8.666.000.000
Summer	Kuartal 3, 2010	\$3.520	\$7.040.000.000
Vogtle	Agustus 2010	\$4.323	\$8.646.000.000
EIA	Desember 2010	\$5.339	\$10.678.000.000
Rata-rata		\$4.379	\$8.758.000.000

^{*)} Kapasitas 2 x 1000 MW

Sumber: “*The Economic of Future Nuclear Power: an update of The Economic Future of Nuclear Power (2004)*”(Rothwell, 2011)

Tabel 3.3. Rincian *Investment Cost* PLTN AP1000 2 x 1000 MW^{*)}

No	DESCRIPTIONS	TOTAL PRICE (US \$)
I	Procurement for Equipment and Material	4.729.320.000
1	Nuclear Island	2.890.140.000
2	Conventional Island	1.313.700.000
3	Balance Of Plant	525.480.000
II	Construction & Erection Work	1.839.180.000
1	Civil and Pre Supplementary Works	1.050.960.000
2	Erection	525.480.000
3	Commissioning	262.740.000
III	Engineering	875.800.000
1	Design and Engineering	875.800.000
IV	Development Cost	262.740.000
1	Mobilization work, land acquisition, professional fee & others	262.740.000
V	Others	613.060.000
1	O&M Mob. Training, Fees, start Up	613.060.000
	Overnight Cost-Contingency	8.320.100.000
	Contingency	437.900.000
	Overnight Cost + Contingency	8.758.000.000

^{*)} Catatan:

Prosentase rincian *investment cost* PLTN AP1000 ini diasumsikan sama dengan prosentase rincian *investment cost* PLTN OPR1000 yang digunakan dalam Studi Litbang PLN (2006)

Tabel 3.4 Data *Investment Cost* PLTN OPR10001000 Tahun 2010

NO	NAMA PLTN	NEGARA	BIAYA SATUAN (US\$/kWe)	TOTAL BIAYA (US\$)
1.	OPR1000	Korea Selatan	1876	3.752.000.000

Sumber: “*Projected Cost of Generating Electricity, 2010 Edition*” (IEA, NEA, OECD, 2010)

Tabel 3.5 Rincian *Investment Cost* PLTN OPR1000 Kapasitas 2 x 1000 MW

No	DESCRIPTIONS	TOTAL PRICE (US \$)	PROSENTASE
I	Procurement for Equipment and Material	2.026.080.000	
1	Nuclear Island	1.238.160.000	33%
2	Conventional Island	562.800.000	15%
3	Balance Of Plant	225.120.000	6%
II	Construction & Erection Work	787.920.000	
1	Civil and Pre Supplementary Works	450.240.000	12%
2	Erection	225.120.000	6%
3	Commissioning	112.560.000	3%
III	Engineering	375.200.000	
1	Design and Engineering	375.200.000	10%
IV	Development Cost	112.560.000	
1	Mobilization work, land acquisition, professional fee & others	112.560.000	3%
V	Others	262.640.000	
1	O&M Mob. Training, Fees, start Up	262.640.000	7%
	Overnight Cost-Contingency	3.564.400.000	
	Contingency	187.600.000	5%
	Overnight Cost + Contingency	3.752.000.000	

*) Catatan:

Prosentase rincian *investment cost* PLTN OPR1000 ini adalah prosentase rincian *investment cost* yang digunakan dalam Studi Litbang PLN (2006)

3.2.2. Biaya Bahan Bakar Nuklir

Pembuatan bahan bakar nuklir untuk PLTN terdiri dari 4 tahap yang masing-masing memberi kontribusi pada harga bahan bakar nuklir daur terbuka (*front end costs*), yaitu:

- a. Harga uranium alam (U_3O_8)
- b. Biaya konversi
- c. Biaya pengkayaan (*separative work unit / SWU*)
- d. Biaya fabrikasi.

Data komponen biaya bahan bakar nuklir tahun 2010 ditunjukkan oleh Tabel 3.6.

Tabel 3.6 Rincian Biaya Bahan Bakar Nuklir (BBN) Tahun 2010

Komponen Biaya BBN	Harga tahun 2010
Harga U ₃ O ₈ (Spot Price)	\$146
Biaya Konversi (U ₃ O ₈ ke UF ₆) (asumsi)	\$13
Pengkayaan	\$155,00
Fabrikasi	\$240

Sumber: “*The Economic of Nuclear Power, updated 9 March 2011*” (<http://www.world-nuclear.org>)

Karena diasumsikan bahwa PLTN pertama akan beroperasi tahun 2023, maka harga bahan bakar nuklir pada tahun dasar (2010) dieskalasi ke tahun tersebut dengan tingkat eskalasi 0,5% (tingkat eskalasi BBN mengacu pada Studi Locatelly & Mancini, 2010), sehingga biaya BBN pada tahun 2023 akan menjadi seperti yang ditunjukkan oleh Tabel 3.7.

Tabel 3.7 Rincian harga BBN pada Tahun 2023^{*)}

Komponen Biaya BBN	Pengali	Harga Tahun 2023	Total Biaya BBN
Harga U ₃ O ₈	8,9	\$155,78	\$1.386
Biaya konversi	7,5	\$13,87	\$104
Pengkayaan	7,3	\$165,38	\$1.207
Fabrikasi	1	\$256,08	\$256
Total biaya per Kg U ₂₃₅			\$2.953,845

^{*)} Saat PLTN Diasumsikan Mulai Beroperasi

Untuk mengkonversi biaya bahan bakar nuklir dari US\$/ kg Uranium-235 ke satuan US\$/kWh perlu mempertimbangkan apa yang disebut dengan *burn-up* BBN. *Burn-up* merupakan besarnya energi yang dihasilkan oleh reaktor untuk setiap metrik ton U₂₃₅ atau sering disebut dengan daya bakar reaktor. Besarnya *burn-up* U₂₃₅ tergantung pada teknologi reaktor yang dari tahun ke tahun terus meningkat. Nilai *burn-up* yang dipakai dalam studi ini adalah 60.000 MWd per

metrik ton Uranium, sesuai dengan spesifikasi PLTN referensi baik AP1000 maupun OPR1000.

Dengan memasukkan nilai *burn-up* maupun nilai kWh per kilo kalori U_{235} (860 kWh/kkal U_{235}), maka biaya BBN dalam US\$/kWh dapat dilihat pada Tabel 3.8.

Tabel 3.8 Biaya BBN dalam US\$/kWh

Parameter	Unit	Nilai
Biaya U_{235} tahun 2023 (US\$/Ton)	US\$/Ton	2.953.845
Burn up x 24 x kWh/kkal x 1000	Kcal/Ton	1.238.400.000.000
Biaya BBN	US\$/Gcal	2,385210
Biaya BBN	cents US\$/kWh	0,657657242

3.2.3. Biaya Operasi dan Pemeliharaan

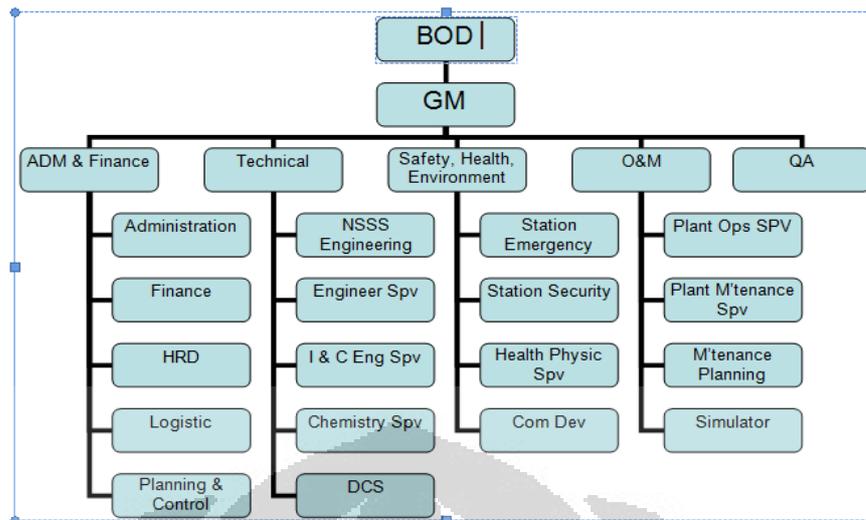
Biaya operasi dan pemeliharaan (*O&M Cost*) merupakan biaya yang dibutuhkan untuk menjalankan operasi rutin PLTN. *O&M Cost* besarnya bergantung pada teknologi dan kapasitas daya yang terpasang. *O&M Cost* dibedakan menjadi dua, yaitu *variable O&M Cost* dan *fixed O&M Cost*. *Fixed O&M Cost* merupakan biaya operasional rutin yang antara lain meliputi biaya pegawai, *property tax*, *plant insurance*, dan *life-cycle maintenance*. Biaya *life-cycle maintenance* meliputi *back-end cost* dan *decommissioning cost*. Biaya dekomissioning diperlakukan sebagai *O&M cost*, dengan jalan menyisihkan sejumlah dana setiap tahun sejak awal PLTN beroperasi hingga akhir umur PLTN tersebut. Perlakuan yang sama juga dilakukan terhadap biaya *back-end* (PLN Litbang, 2006). Adapun variabel *O&M* pada dasarnya merupakan biaya *consumables materials* yang besarnya bergantung pada fungsi produksi dari PLTN.

3.2.3.1. Fixed O&M Cost

a. Biaya Pegawai

Asumsi Dasar yang digunakan dalam menentukan biaya pegawai mengacu pada studi yang dilaksanakan oleh PLN Litbang (2006) yang antara lain meliputi:

1. Biaya pegawai dikategorikan menjadi dua, yaitu biaya pegawai yang termasuk dalam *general affair and management cost* dan biaya pegawai langsung yang selanjutnya disebut *labor cost*. Biaya pegawai yang masuk kelompok *general affair and management cost* merupakan biaya yang dialokasikan untuk membayar biaya gaji manajemen, yang terdiri dari *General Manager*, sekretaris, manajer, asisten manajer, tenaga ahli dan tenaga administrasi. Adapun *labor cost* merupakan biaya yang dialokasikan untuk membayar biaya pegawai atau operator selain yang masuk kelompok *general affair and management cost*.
2. Biaya pegawai dihitung berdasarkan standar gaji PT PLN (Persero). Data yang tersedia adalah data standar gaji PT PLN tahun 2005. Karena studi ini menggunakan tahun dasar 2010, maka data standar gaji tahun 2005 tersebut ditarik ke tahun 2010 dengan tingkat eskalasi 5,13 % (diasumsikan mengikuti rata-rata laju inflasi tahun 2010).
3. Struktur organisasi mengacu pada studi KHNP dan PBI Bechtel, namun jumlah staff memperhitungkan pengalaman PLN dalam mengelola PLTU batubara. Selain itu jumlah staff pada PLTN AP1000 diasumsikan 1/3 lebih sedikit dibandingkan dengan PLTN OPR1000 karena konsep penyederhanaan yang ada pada teknologi PLTN jenis ini (www.AP1000.westinghousenuclear.com). Struktur Organisasi yang diusulkan untuk PLTN pertama dapat dilihat dalam Gambar 3.3.



Gambar 3.3 Struktur Organisasi PLTN

(sumber: PLN Litbang, 2006)

Struktur organisasi PLTN tersebut dapat dijelaskan sebagai berikut:

- *Board of Director (BOD)* dari Badan Pelaksana PLTN akan bertanggung jawab pada pemegang saham.
- *General Manager (GM)* bertanggung jawab pada BOD dan membawahi departemen teknis dan non teknis. GM bertanggung jawab pada *day to day operation* PLTN secara keseluruhan.
- *Administration and Finance Manager* bertanggung jawab pada GM dan membawahi bidang Administrasi, *Finance*, HRD dan Community Development. *Administration and Finance Manager* bertanggung jawab menjalankan fungsi dan tugas yang mencakup kegiatan administrasi, keuangan, kepegawaian dan hubungan masyarakat.
- *Technical Manager* bertanggung jawab pada GM dan membawahi bidang teknis yang meliputi pemeliharaan : NSSS dan *auxiliary*, Peralatan instrumentasi PLTN, serta Pengendalian dan komputerisasi PLTN.
- *Safety, Health and Environment Manager* bertanggung jawab atas operasi site PLTN dalam aspek keselamatan, kesehatan dan lingkungan, termasuk *community development*.
- *Operation and Maintenance Manager* bertanggung jawab pada GM atas manajemen operasi dan pemeliharaan minor PLTN serta *simulator*.
- *QA Manager* bertanggung jawab atas jaminan kualitas dari PLTN.

Biaya pegawai untuk *management cost* maupun *labor Cost* pada PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000 masing-masing dapat dilihat pada Tabel 3.9 dan Tabel 3.10.

Tabel 3.9 *Management & Labor Cost* PLTN AP1000

No	Jabatan	Manpower	Unit Cost	Jumlah (Rupiah)
1	<i>General Manager</i>	1	45.274.829	45.274.828,68
2	Sekretaris	2	13.941.735	27.883.471
3	<i>Senior Expert</i>	8	31.487.648	251.901.182
4	<i>Yunior Expert</i>	5	27.308.219	136.541.096
5	<i>Manager</i>	5	31.487.648	157.438.239
6	Asman	14	27.308.219	382.315.070
7	Operator	320	17.690.330	5.660.905.638
8	<i>Administration</i>	17	13.941.735	237.009.500
9	<i>Security</i>	19	10.863.745	206.411.151
		391		
	Total <i>Management & Labor Cost</i> per bulan (Rp)			7.105.680.177
	Total <i>Management & Labor Cost</i> per tahun (Rp)			113.690.882.825
	Total <i>Management & Labor Cost</i> (US\$/tahun)			13.375.398

Sumber: PLN Litbang (2006)

Tabel 3.10 *Management & Labor Cost* PLTN OPR1000

No	Jabatan	Manpower	Unit Cost	Jumlah (Rupiah)
1	<i>General Manager</i>	1	45.274.829	45.274.828
2	Sekretaris	2	13.941.735	27.883.471
3	<i>Senior Expert</i>	12	31.487.648	377.851.773
4	<i>Yunior Expert</i>	8	27.308.219	218.465.754
5	<i>Manager</i>	5	31.487.648	157.438.239
6	Asman	14	27.308.219	382.315.070
7	Operator	480	17.690.330	8.491.358.457
8	<i>Administration</i>	25	13.941.735	348.543.382
9	<i>Security</i>	29	10.863.745	315.048.599
		576		
	Total <i>Management & Labor Cost</i> per bulan (Rupiah)			10.364.179.575
	Total <i>Management & Labor Cost</i> per tahun (Rupiah)			165.826.873.202
	Total <i>Management & Labor Cost</i> (US\$/tahun)			19.509.044

Sumber: PLN Litbang (2006)

b. *Routine Operation and Maintenance Cost*

Routine Operation and Maintenance Cost merupakan biaya yang dialokasikan untuk melaksanakan pemeliharaan aset. Total biaya *Routine O&M* PLTN OPR1000 diadopsi dari pengalaman KHNP yaitu sebesar US\$ 31.762.244 (tahun 2005) per tahun dan dieskalasi dengan tingkat eskalasi 3%/th sehingga nilainya menjadi US\$ 39.063.554 pada tahun 2010 (PLN Litbang, 2006). Sedangkan *Routine O&M Cost* untuk PLTN AP1000 diperoleh dari Studi yang dilakukan oleh Departemen Energi Amerika Serikat bekerjasama dengan *Dominion Energy, Inc.* yaitu sebesar US\$ 95.295.623 (data tahun 2003) (*US DOE*, 2004). Dengan eskalasi sebesar 3% per tahun, nilai *Routine O&M Cost* PLTN AP1000 menjadi sebesar US\$ 117.201.596 pada tahun 2010.

c. *Property Tax*

Property Tax merupakan biaya yang dialokasikan untuk membayar pajak Bumi dan Bangunan dari pembangkit. Biaya *Property Tax* mengacu pada pengalaman *property tax* PLTU batubara untuk *power plant* seluas 2.000.000 m² luas tanah dan 500.000 m² luas bangunan. Nilai *property tax* baik untuk PLTN AP1000 maupun OPR1000 adalah sebesar US\$ 27.194.

d. Asuransi Pembangkit

Asuransi pembangkit merupakan biaya yang dialokasikan untuk membayar asuransi PLTN yang meliputi reaktor nuklir, *steam generator*, turbin dan peralatan lain dalam sistem PLTN. Biaya asuransi pembangkit diasumsikan sebesar 0,25% dari aset total (*EPC Cost*), sehingga biaya asuransi untuk PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000 masing-masing adalah sebesar US\$ 19.871.110 per tahun dan \$8.451.323 per tahun.

e. *Life Cycle Maintenance Cost*

Life Cycle Maintenance Cost merupakan biaya yang dialokasikan untuk biaya penyimpanan bahan bakar bekas sementara (*onsite*), penyimpanan permanen bahan bakar bekas dan biaya dekomisioning. Biaya dekomisioning dialokasikan setiap tahun selama masa operasi PLTN sampai batas umur PLTN.

Life Cycle Maintenance Cost untuk PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000 diasumsikan sama dan dapat dilihat pada Tabel 3.11. Data ini diperoleh dari “*The Economic of Nuclear Power*” (University of Chicago, 2004), sehingga ditarik ke tahun 2010 dengan tingkat eskalasi 3% per tahun.

Tabel 3.11 *Life Cycle Maintenance Cost*

Life Cycle Maintenance Cost	Data Asli (2003)	Unit	Nilai tahun 2010 (US\$)
<i>Permanen disposal</i>	\$1,00	US\$/MWh	\$18.315.282
<i>Temporary Storage</i>	0,09	US \$/MWh	\$1.648.375
<i>Decommissioning Cost</i>	416.412.000	US \$	\$12.803.356
Total Life Cycle			\$32.767.013

Sumber: “*The Economic of Nuclear Power*” (University of Chicago, 2004)

Dari uraian semua komponen yang membentuk *fixed O&M* tersebut, maka secara lengkap komponen *Fixed O&M Cost* PLTN AP 1000 dan PLTN OPR1000 dapat dilihat dalam Tabel 3.12 dan Tabel 3.13.

Tabel 3.12 *Fixed O&M Cost* PLTN OPR1000

Komponen Fixed O&M Cost	US\$
<i>General Affair & Management Cost</i>	\$2.932.278
<i>O & M Technical Staff, Security - Equivalen</i>	\$39.063.554
<i>Routine Maintenance Cost</i>	\$16.576.766
<i>Life Cycle Maintenance (incl. Decommissioning Cost)</i>	\$27.234
<i>Property Tax</i>	\$8.451.323
<i>Plant Insurance</i>	\$32.767.013
<i>Cont.+ Water Supply</i>	\$8.451.323
Total O & M Fixed Cost	\$108.269.491

Tabel 3.13 *Fixed O&M Cost* PLTN AP1000

Fixed O&M Cost	US\$
<i>General Affair & Management Cost</i>	\$2.331.037
<i>O & M Technical Staff, Security - Equivalen</i>	\$117.201.596
<i>Routine Maintenance Cost</i>	\$11.044.361
<i>Life Cycle Maintenance (incl. Decommissioning Cost)</i>	\$27.234
<i>Property Tax</i>	\$19.871.110
<i>Plant Insurance</i>	\$32.767.013
<i>Cont.+ Water Supply</i>	\$19.871.110
Total O & M Fixed Cost	\$203.113.461

3.2.3.2. *Variable O&M Cost*

Karena tidak tersedia data *variable O&M Cost* untuk masing-masing teknologi PLTN, maka dalam studi ini data *variable O&M Cost* mengacu pada studi “*The Economics of Future Nuclear Power: an update of The Economic Future of Nuclear Power (2004), a study conducted at the University of Chicago*” (Rothwell, 2011). Nilai *variable O&M cost* yang digunakan oleh Rothwell merupakan nilai *variable O&M Cost* dari *Advanced Light Water Reactor* (ALWR) yaitu sebesar 0,56 US\$/kWe per tahun. Asumsi ini diambil karena kedua jenis teknologi (AP 1000 maupun OPR1000) termasuk dalam klasifikasi *Light Water Reactor* (LWR).

3.3. Masa Konstruksi (*Lead Time*)

Masa konstruksi merupakan salah satu variabel yang akan mempengaruhi besarnya biaya pembangkitan. Semakin lama masa konstruksi tentu saja biaya pembangkitan listrik PLTN akan makin mahal mengingat dalam perhitungan biaya pembangkitan teraras, total biaya kapital di-diskonto ke tahun dimana PLTN akan mulai beroperasi (*commercial operation date-COD*). IAEA mendefinisikan *lead time* sebagai lamanya waktu dari sejak ‘*first pour concrete*’ sampai ‘*commercial operation*’ (Rothwell,2011). Data *lead time* pengalaman

pembangunan PLTN AP1000 maupun OPR1000 ditunjukkan pada Tabel 3.14 dan Tabel 3.15.

Tabel 3.14 Pengalaman *Lead Time* Pembangunan PLTN OPR1000 di Korea

NO	Nama	Tahun Mulai Konstruksi/bulan	Tahun Operasi/bulan	Lead Time
1	Yonggwang #5	1997/6	2002/5	4 th 11 bln
2	Yonggwang#6	1997/11	2002/12	5 th 1 bln
3	Ulchin#5	1999/10	2004/7	4 th 9 bln
4	Ulchin#6	2000/9	2005/1	4 th 4 bl
5	Shin kori#1	2006/6	2010/12	4 th 6 bln
6	Shin kori#2	2007/11	2010/12	4 th 4 bln
7	Shin kori#3	2008/10	2013/9	4 th 11 bl
8	Shin Wolsong#1	2007/11	2012/3	4 th 4 bln
9	Shin Wolsong#2	2008/10	2013/1	4 thn 3 bln

Sumber: KEPCO (2011)

Tabel 3.15 Estimasi *Lead Time* Pembangunan PLTN AP1000 di China

No	PLTN	Negara	Eskavasi	Konstruksi	Fuel load	Lead time
1	Sanmen 1	China	Maret 08 - Maret 09	maret09 - Mei13	May13-Nov13	4 th 8 bln
2	Haiyang 1	China	Sept08 - Sept09	Sept09 - Nov13	Nov13-May14	4 th 8 bln
3	Sanmen2	China	Jan09 - Jan10	Jan 10 - Mar14	Mar14-Sept14	4 th 6 bln
4	Haiyang 2	China	Jul09 - Jul10	Jul10 - Sept14	Sep14-Mar15	4 th 8 bln

Sumber: Westinghouse (2011)

Berdasar data pengalaman dan estimasi *lead time* pembangunan PLTN AP1000 maupun OPR1000 tersebut maka dalam studi ini diasumsikan *lead time* proyek pembangunan PLTN untuk *base case* adalah 5 tahun.

Data-data yang telah dikumpulkan tersebut nantinya akan digunakan dalam perhitungan kelayakan investasi baik secara deterministik maupun dengan pendekatan probabilistik (simulasi).

BAB 4

PENGOLAHAN DATA DAN ANALISA HASIL

Pada bab ini akan dijelaskan tentang pengolahan data maupun analisa hasil dari pengolahan data. Pengolahan data yang dimaksudkan meliputi: perhitungan biaya pembangkitan listrik teraras (LGC/LUEC), analisis probabilistik terhadap LUEC, analisis keuangan perusahaan, analisis kelayakan proyek dan analisis probabilistik terhadap indikator kelayakan proyek.

4.1. Perhitungan Biaya Pembangkitan Listrik Teraras (*Levelized Generation Cost-LGC*)

Levelized Generation Cost (LGC) adalah biaya pembangkitan listrik yang yang di-*levelized* sehingga menjadi *cost/kWh*, yang terdiri dari biaya investasi atau kapital pembangunan pembangkit, *fixed O&M cost*, *variable O&M cost* dan biaya bahan bakar. LGC tidak termasuk biaya transmisi, sehingga sering disebut juga *busbar cost*. Pada beberapa literatur LGC juga disebut *Levelized Unit Electricity Cost* (LUEC) (PLN Litbang, 2006).

Formula yang dipakai untuk menghitung LUEC adalah :

$$LUEC = \frac{I}{\left(E \sum_{t=1}^n (1+r)^{-t} \right)} + \frac{M}{E} + F \quad (4.1)$$

Keterangan:

- LUEC : *Average Lifetime Levelized generation cost* per kWh
- I : Biaya investasi total yang di-*diskontokan* ke tahun COD (*commercial operation date-COD*)
- M : Biaya operasi dan pemeliharaan per tahun
- F : Biaya bahan bakar
- E : Produksi listrik yang dibangkitkan per tahun
- r : *Discount rate*
- n : Umur pembangkit

Dalam studi ini ditentukan tahun COD adalah tahun terakhir masa konstruksi atau dapat dikatakan tahun ke-0 masa operasi PLTN.

Total biaya investasi untuk membangun PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000 berkapasitas 2 x 1000 MW masing-masing adalah sekitar US\$ 8.758.000.000 dan US\$ 3.752.000.000 sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 3.2 dan Tabel 3.4. Biaya ini mencakup *EPC Cost (Engineering Procurement Construction)*, *Development Cost* dan *Other Cost*.

Biaya investasi di-*disburse* selama masa konstruksi, oleh karena itu dengan metode ekonomi teknik akan diperoleh total biaya investasi yang didiskonto ke saat *Commercial Operation Date (COD)* yaitu saat dimana PLTN akan beroperasi secara komersial. Biaya total investasi I pada tahun *COD* dihitung dengan formula sebagai berikut :

$$I = C + \left(\sum_{t=0}^c S_t K (1+r)^{c-t} \right) \quad (4.2)$$

dimana:

- C : Biaya kontingensi
- K : *Investment cost* (tidak termasuk *contingency cost*)
- S_t : Prosentase *disbursement of investment cost* yang dicairkan pada tahun ke t dalam masa konstruksi
- c : masa konstruksi

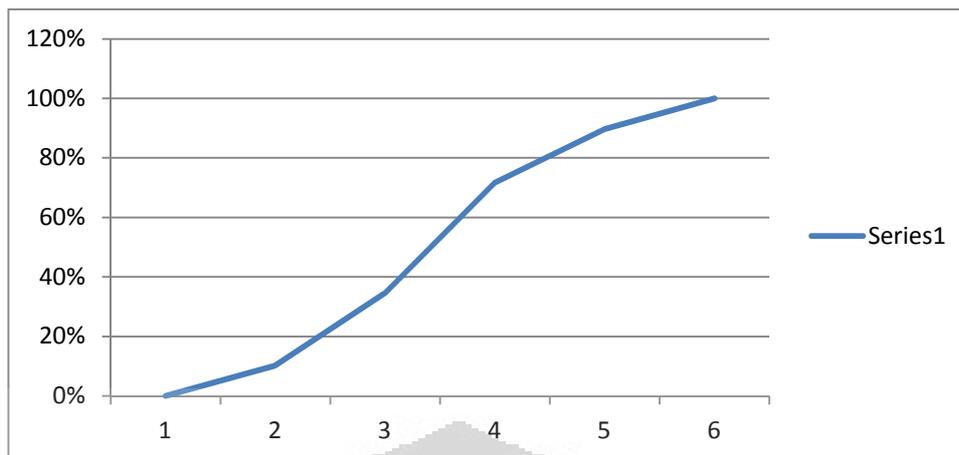
Disbursement dari *investment cost* selama masa konstruksi diasumsikan mengikuti kurva S. Data *investment cost disbursement* maupun setelah didiskon ke tahun COD dapat dilihat pada Tabel 4.1 untuk PLTN AP1000 dan Tabel 4.2 untuk PLTN OPR1000. Sedangkan kurva S dari *investment cost disbursement* ditunjukkan oleh Gambar 4.1.

Tabel 4.1 Disbursement of Investment Cost PLTN AP1000

Year	%	<i>Investment Loan Drawdown</i>	Total Investasi (I) Terdiskonto
		Total	
0	0%	\$0	\$0
1	10%	\$851.994.961	\$1.247.405.823
2	24%	\$2.020.062.315	\$2.688.702.942
3	37%	\$3.090.929.551	\$3.740.024.757
4	18%	\$1.500.118.070	\$1.650.129.877
5	10%	\$856.995.102	\$856.995.102
	100%	\$8.320.100.000	\$10.183.258.501
	Contingency	\$437.900.000	\$437.900.000
		\$8.758.000.000	\$10.621.158.501

Tabel 4.2 Disbursement of Investment Cost PLTN OPR1000

Year	%	<i>Investment Loan Drawdown</i>	Total Investasi (I) Terdiskonto
		Total	
0	0%	\$0	\$0
1	10%	\$365.001.724	\$534.399.023
2	24%	\$865.411.487	\$1.151.862.690
3	37%	\$1.324.179.913	\$1.602.257.694
4	18%	\$642.663.051	\$706.929.356
5	10%	\$367.143.825	\$367.143.825
	100%	\$3.564.400.000	\$4.362.592.589
	Contingency	\$187.600.000	\$187.600.000
		\$3.752.000.000	\$4.550.192.589



Gambar 4.1 Kurva S Investment Cost Disbursement

Investment cost K yang digunakan dalam menghitung LUEC didefinisikan sebagai jumlah dollar yang akan dibayarkan jika pengeluaran untuk investasi terjadi sekaligus, sehingga pembayaran bunga tidak diperhitungkan. Oleh karena itu Badan Atom Internasional (*International Atomic Energy Agency-IAEA*) menyebut *investment cost* ini sebagai “*overnight cost*” atau biaya sesaat, yaitu biaya sesaat dari kapital sebelum memperhitungkan biaya bunga selama masa konstruksi (*interest during construction-IDC*).

Mengingat *investment cost* telah terjadi sebelum PLTN beroperasi maka dalam perhitungan LUEC komponen *investment cost* ini di diskon selama umur pembangkit dengan tingkat diskonto (*discount rate*) tertentu (dalam studi ini digunakan tingkat diskonto sebesar 10%). Formula yang digunakan untuk mendiskon *investment cost* selama umur proyek ini adalah (Blank & Tarquin, 2008):

$$AI = I \left[\frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \right] \quad (4.3)$$

Dimana:

AI : Total *Investment Cost* Tahunan

I : Total *investment cost* pada tahun COD

r : Tingkat diskonto

n : Umur pembangkit

Formula (4.3) tersebut tidak lain adalah formula untuk membuat nilai sekarang (*present value*) dari *investment cost* ke dalam annuitas selama umur pembangkit. Nilai annuitas *investment cost* ini kemudian dibagi dengan total energi listrik tahunan yang dibangkitkan sehingga diperoleh biaya investasi teras (dalam US\$/kWh). Dalam istilah PLN, biaya investasi teras ini sering disebut sebagai “komponen A”. Setelah dijumlahkan dengan komponen biaya pembangkitan teras yang lain yaitu: biaya *fixed O&M* (komponen B), biaya bahan bakar (komponen C) dan biaya *variable O&M* (komponen D), maka akan terbentuklah suatu biaya pembangkitan listrik teras atau *Levelized Unit Electricity Cost-LUEC*.

Hasil perhitungan LUEC untuk PLTN AP1000 maupun OPR1000 dengan masa konstruksi 5 tahun dapat dilihat pada Tabel 4.3 dan Tabel 4.4.

Tabel 4.3 Hasil Perhitungan LUEC PLTN AP1000

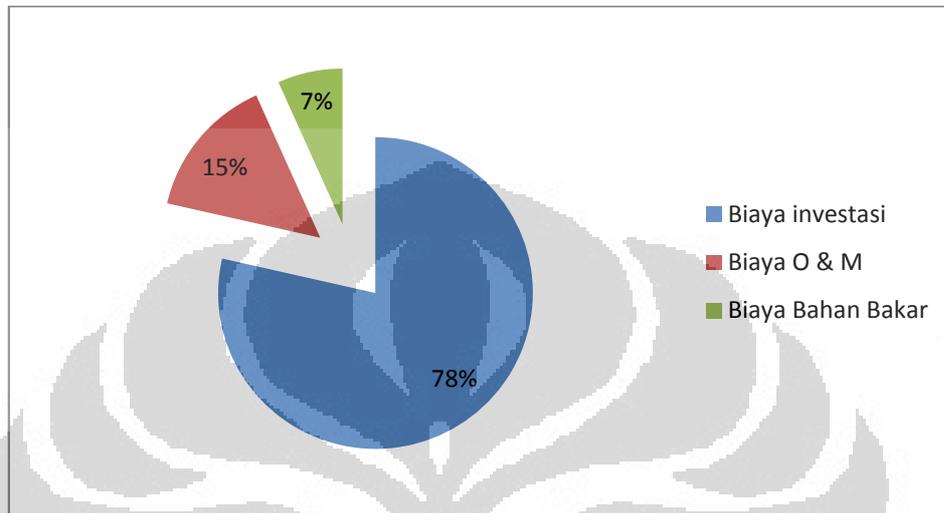
LUEC	9,8246	cents US\$/kWh
Investment Cost	7,7177	cents US\$/kWh
O & M	1,4492	cents US\$/kWh
Fuel	0,6577	cents US\$/kWh

Tabel 4.4 Hasil Perhitungan LUEC PLTN OPR1000

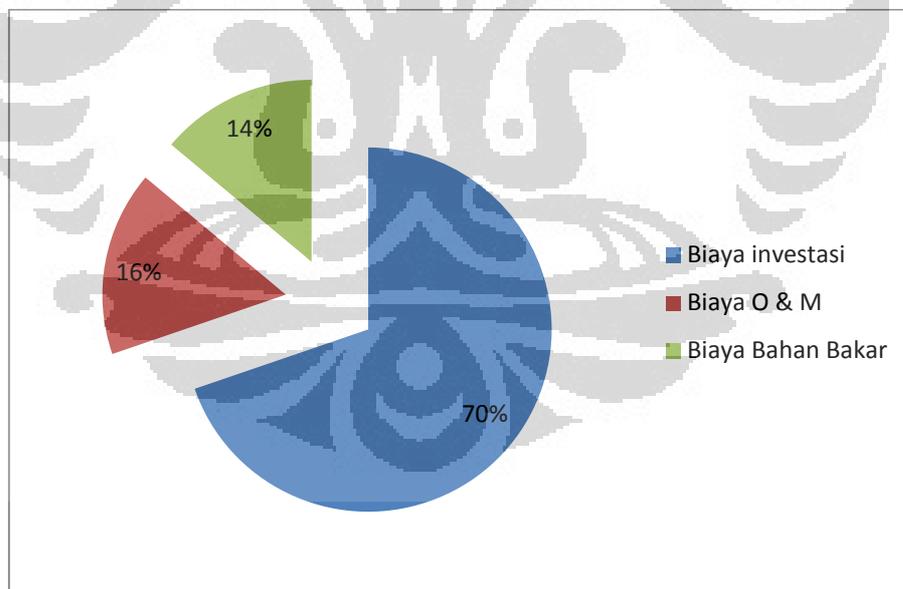
LUEC	4,7413	cents US\$/kWh
Investment Cost	3,3063	cents US\$/kWh
O & M	0,7773	cents US\$/kWh
Fuel	0,6577	cents US\$/kWh

Dari perhitungan LUEC diperoleh hasil LUEC PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000 masing-masing sebesar 9,8246 cent US\$/kWh dan 4,7413 cent US\$/kWh. LUEC PLTN AP1000 bernilai hampir dua kali lipat LUEC PLTN OPR1000. Berdasar komposisi biaya pembangkitan teras yang ditunjukkan oleh Gambar 4.2 dan Gambar 4.3 terlihat bahwa biaya investasi (*investment cost*) memegang porsi terbesar dalam struktur LUEC PLTN AP1000 maupun PLTN OPR1000 yaitu sebesar 70% - 80%, sedangkan biaya O&M dan biaya bahan

bakar ada pada porsi sisanya. Hal ini sesuai dengan pengalaman komposisi biaya pembangkitan listrik PLTN dengan teknologi dari Areva Perancis dimana porsi *investment cost* sebesar 70%, sedangkan porsi sisanya diisi oleh biaya O&M dan biaya bahan bakar (Thomas, 2010).



Gambar 4.2 Komposisi Biaya Pembangkitan Listrik Teraras (LUEC) PLTN AP1000



Gambar 4.3 Komposisi Biaya Pembangkitan Listrik Teraras (LUEC) PLTN OPR1000

4.2. Analisis Probabilistik Pada Perhitungan LUEC

Analisis probabilistik berbasis pada hubungan antar variabel-variabel ketidakpastian yang menjadi variabel masukan (*input*) dan dilihat pengaruhnya terhadap variabel keluaran (*output*). Karena variabel-variabel ketidakpastian yang menjadi masukan didefinisikan ke dalam sebuah fungsi distribusi, maka hasil/*output* nantinya juga bukan suatu nilai tunggal, melainkan berupa sebuah fungsi distribusi.

4.2.1. Pendefinisian Distribusi Variabel-variabel ketidakpastian

Rothwell (2011) mengidentifikasi tujuh variabel ketidakpastian yang berpengaruh terhadap LUEC, yaitu:

- Biaya investasi (*investment cost*)
- Harga Uranium Alam (U_3O_8)
- Biaya pengkayaan Uranium (*enrichment*)
- Biaya *Fix O&M*
- Biaya *Variable O&M*
- Faktor Kapasitas (*Capacity Factor*)
- Masa konstruksi (*lead time*)

Idealnya, pendefinisian distribusi variabel-variabel ketidakpastian tersebut dilakukan dengan mengumpulkan sejumlah data historis dan selanjutnya dilakukan pengepasan distribusi (*fitted distribution*). Namun dalam kondisi dimana data historis tidak diperoleh, para peneliti umumnya menggunakan pendekatan studi literatur ataupun '*best practice*'. Jika keduanya tetap tidak diperoleh, maka langkah terakhir yang dapat diambil adalah pemakaian asumsi (Ye dan Tiong, 2000).

4.2.1.1. Pendefinisian Distribusi Biaya Investasi

Tabel 4.5 memuat data biaya investasi PLTN AP1000, baik yang masih berupa data estimasi dari penelitian sebelumnya maupun data yang sudah berupa harga kontrak. Karena studi ini menggunakan tahun dasar 2010, maka semua data ditarik ke tahun tersebut. Basis penarikannya menggunakan Indeks Harga

Produsen (*Producer Price Index-PPI*) yang dipublikasi oleh Biro Statistik Tenaga Kerja Amerika Serikat (*Berau Labour Statistic of United State*) (Rothwell, 2011).

Tabel 4.5 Data Historis Investment Cost PLTN AP1000

No	Referensi	Lokasi	Tahun	Investment Cost (US\$/Kwe)	Catatan	Index PPI	Investment cost (US\$/Kwe)
1	WNA-The Economics of Nuclear Power (WNA, 2010)	Florida USA	2009	3.582	Forecast	0,950	3.771
2		Florida USA	2009	3.462	Forecast	0,950	3.644
3		Georgia USA	Mid 2008	4.363	Forecast	0,914	4.774
4		Georgia USA	Mid 2008	3.000	Forecast	0,914	3.282
5	Update on the cost of Nuclear Power (Du & Pearsons, 2009)	USA	2007	4.206	Forecast	0,878	4.790
6		USA	2007	3.787	Forecast	0,878	4.313
7		USA	2007	4.745	Forecast	0,878	5.404
8	Keystone Center (2007)		2006	2.950	Forecast	0,836	3.529
9	Florida Power & Light (Schlissel and Biewald 2008)		2006	3.824	Forecast	0,836	4.574
10	Shaw (Schlissel and Biewald 2008)		2007	4.387	Forecast	0,878	4.997
11	World Nuclear News (2009)		2008	3.441	Forecast	0,914	3.765
12	Rothwell-The Economic Future of NPP	Levy County	Apr-10	4.333	Contract	1	4.333
13		Summer	Triwulan 3, 2010	3.520	Contract	1	3.520
14		Vogtle	August 2010	4.323	Contract	1	4.323
15	EIA	USA	December 2010	5.339	Forecast	1	5.339
16	The Economic of Nuclear Power, NEA	Summer Plant, South Caroline	May 2008	4.834	Forecast	0,914	5.289
17		Lee Plant	Nov 2008	4.924	Forecast	0,914	5.387
18		TVA (Bellefonte unit 3&4)		3.583	Forecast	0,914	3.920
19	Projected Cost of Generating Electricity (IEA, NEA, OECD)	China	2010	2.302	Construction	1	2.302

Catatan:

EIA : Energy Information Administration

IEA : International Energy Agency

NEA : Nuclear Energy Agency

OECD: Organization for Economic Cooperation and Development

Selanjutnya dilakukan *fitted distribution* terhadap data tersebut dengan bantuan *software* Minitab 14. Dalam studinya, Rothwel (2011) mendefinisikan distribusi *investment cost* sebagai distribusi Lognormal. Maka dalam studi ini dihipotesiskan bahwa data *investment cost* PLTN AP1000 tersebut mengikuti distribusi Lognormal.

• Hipotesis

H_0 = Data *Investment Cost* AP1000 berdistribusi Lognormal

Universitas Indonesia

H_1 = Data *Investment Cost* AP1000 tidak berdistribusi Lognormal

- **Statistik Uji:** Anderson Darling

- **Hasil:**

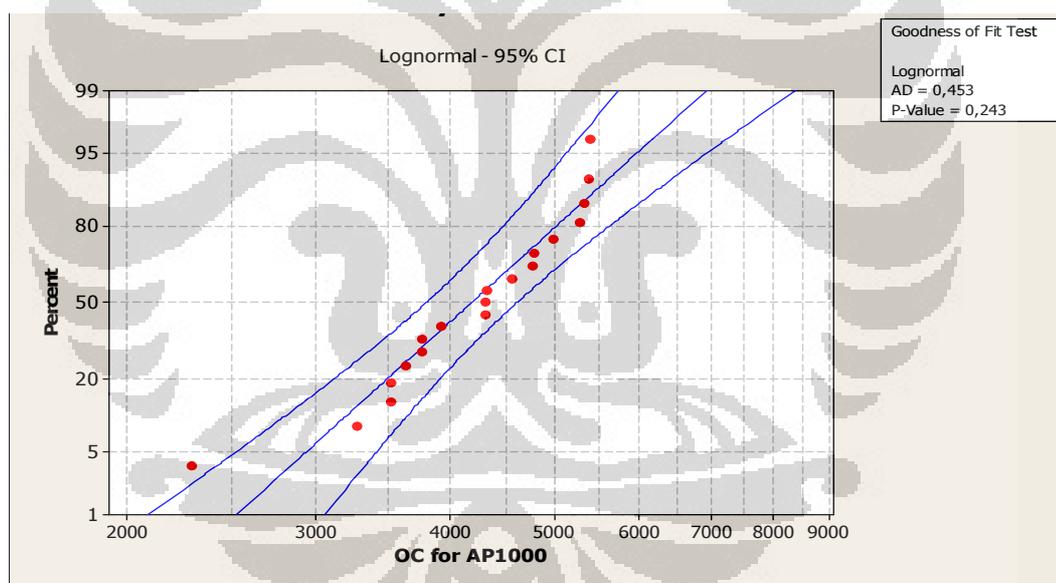
Descriptive Statistics

N	Mean	StDev	Median	Minimum	Maximum
19	4276,65	844,870	4323	2302	5404,33

Goodness of Fit Test

Distribution	Anderson Darling (AD)	P-value
Lognormal	0,453	0,243

Gambar 4.3 menampilkan plot probabilitas dari sebaran data *investment cost* PLTN AP1000.



Gambar 4.3 Plot Probabilitas *Investment Cost* PLTN AP1000

- **Kesimpulan:**

Karena p-Value $> \alpha = 5\% \rightarrow H_0$ diterima.

Artinya secara statistik terbukti bahwa data *Investment Cost* PLTN AP1000 tersebut berdistribusi Lognormal dengan rata-rata = 4276,65 US\$/kWe dan standar deviasi = 844,870 US\$/kWe.

Tabel 4.6 menampilkan data historis *investment cost* PLTN OPR1000. Data tersebut diambil dari berbagai sumber. Untuk PLTN Kori#1, data yang tersedia hanya berupa jumlah dana pinjaman yang digunakan dalam proyek yaitu sebesar US\$ 157.500.000 (\$ tahun 1969). Jumlah pinjaman tersebut diasumsikan sebesar 70% dari total *investment cost*, sehingga diperoleh *investment cost* sebesar US\$ 225.000.000 (\$ tahun 1969). Data *investment cost* tersebut ditarik ke tahun dasar studi (2010) dengan eskalasi 3% per tahun.

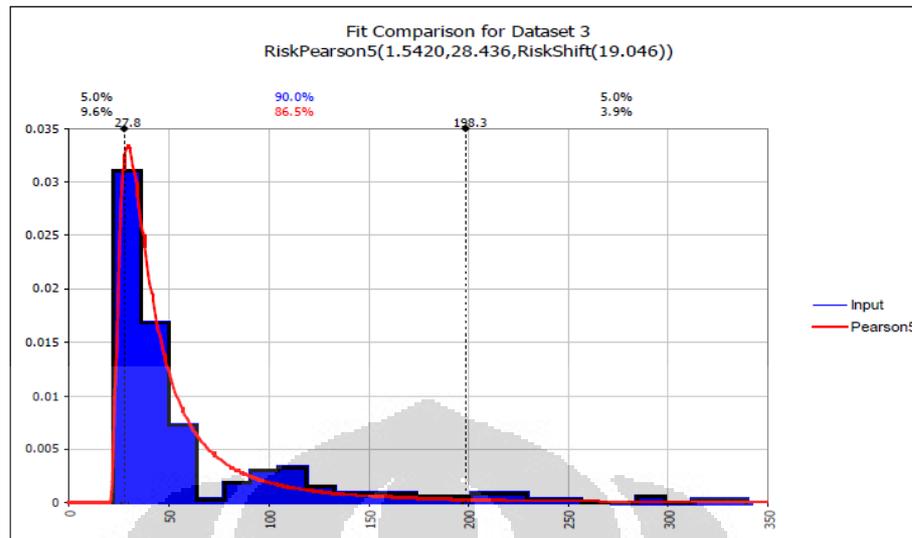
Tabel 4.6 Data Historis *Investment Cost* PLTN OPR1000

NO	Nama PLTN	Kapasitas (MW)	Tahun	Jumlah pinjaman (US\$)	Investment Cost (US\$)	investment Cost (US\$/kWe)	cost 2010 (US\$)	cost 2010 (US\$/kWe)	Referensi
1	Kori#1	587	1969-1978	157.500.000	225.000.000		755.977.258	1.288	Kepco
2	Kori#3 & 4	1900	1979-1985		1.249.000.000		3.122.600.351	1.643	Kepco
3	OPR	2300	2005		2.682.865.200		3.110.176.071	1.352	Joint Study BATAN & KHNP
5	OPR	995	2007			2.257		2.466	Studi Du&Parson (2009)
6	OPR	994	2007			2.942		3.215	Studi Du&Parson (2009)
7	OPR	954	2010			1.876		1.876	IEA, NEA, OECD
							Rata-rata	2.227	
							Std Deviasi	742,72	

Karena jumlah data yang tersedia kurang memadai untuk membangun sebuah fungsi distribusi, maka dalam studi ini *investment cost* PLTN OPR1000 juga diasumsikan berdistribusi Lognormal (sama seperti pada PLTN AP1000) dengan rata-rata = 2.227 US\$/kWe dan Standar deviasi = 844,870 US\$/kWe. Menurut Ye dan Tiong (2000) distribusi ini digunakan dengan alasan bahwa tingkat penghematan biaya (*costs saving*) bersifat terbatas sedangkan terjadinya pembengkakan biaya (*cost overrun*) bersifat tidak terbatas.

4.2.1.2. Pendefinisian Distribusi Harga U_3O_8

Distribusi harga Uranium alam (U_3O_8) mengacu pada hasil studi Rothwell (2011). Gambar 4.4 menampilkan plot *spot price* U_3O_8 bulanan. Basis data harga U_3O_8 yang digunakan dalam studi Rothwell adalah data sejak tahun 1968-2010.

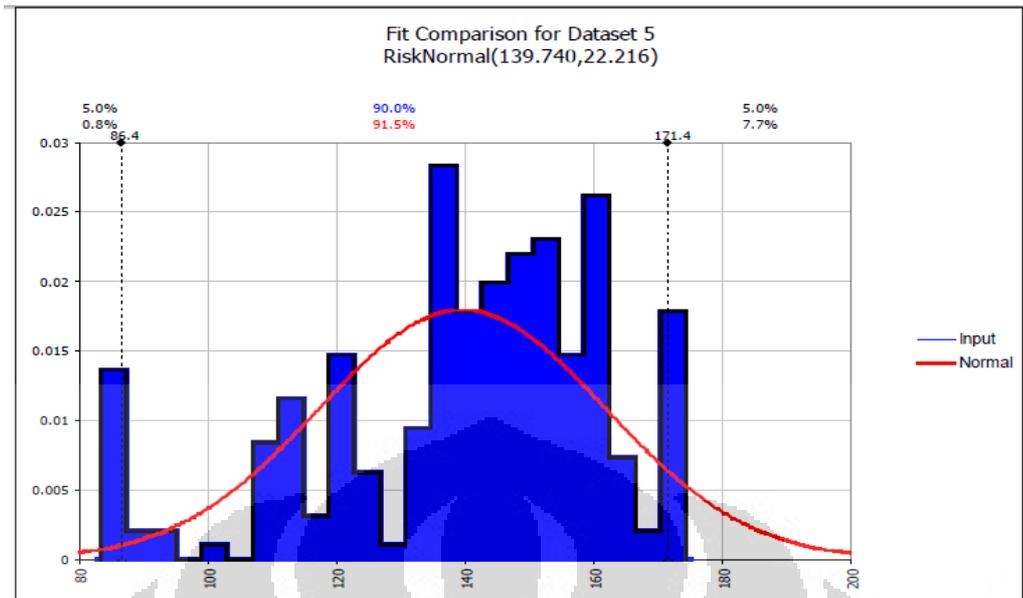


Gambar 4.4 Histogram *Spot Price* Uranium Alam (U_3O_8) (US\$/kg) Bulanan

Menurut Rothwell (2011), dikarenakan kemencengan yang terjadi pada plot harga U_3O_8 , maka distribusi yang tepat untuk merepresentasikan harga U_3O_8 adalah Distribusi Pearson. Sehingga harga U_3O_8 diasumsikan mengikuti distribusi Pearson dengan parameter $\alpha = 1,5420$ dan $\beta = 28,436$.

4.2.1.3. Pendefinisian Distribusi Biaya Pengkayaan (*Enrichment*) Uranium

Sama seperti pada pendefinisian distribusi harga Uranium alam (U_3O_8), distribusi biaya pengkayaan Uranium juga diasumsikan mengacu pada hasil studi Rothwell (2011). Gambar 4.5 menampilkan plot *biaya pengkayaan Uranium* per bulan dari tahun 1968-2010.



Gambar 4.5 *Histogram of monthly Spot Price of Enrichment (US\$/kg-SWU)*

4.2.1.4. Pendefinisian Distribusi Fix O&M Cost dan Variable O&M Cost

Karena tidak tersedia data yang secara spesifik menyebutkan *fixed O&M cost* maupun *variable O&M cost* untuk PLTN AP1000 maupun OPR1000 maka data kedua variabel tersebut diasumsikan mengikuti data *fix O&M Cost* maupun *Variable O&M Cost* dari PLTN *Advance Light Water Reactor (ALWR)* yang dipublikasi oleh *Energy Information Administration (EIA)* Amerika Serikat dalam bentuk suatu *Annual Energy Outlook (AEO)*. Adapun *data fix O&M* hasil perhitungan yang menjadi bagian dari komponen LUEC dimasukkan sebagai barisan data ke-n dalam pendefinisian distribusinya. Tabel 4.7 menampilkan data *fix O&M* dan *Variable O&M Cost* PLTN ALWR dari *AEO* tahun 1997-2010.

Tabel 4.7 Data *Fix O&M* dan *Variable O&M Cost* PLTN ALWR

Sumber	Year Dollar	Producer Price Index (PPI)	Kapasitas Pembangkit	Variable O&M Cost US\$/kWe	Fixed O&M (US\$/kWe)
AEO97, 33	1995	0,633	1300	0,63	84,83
AEO98, 37	1996	0,648	1300	0,62	84,88
AEO99, 37	1997	0,647	600	0,63	87,00
AEO00, 37	1998	0,631	600	0,65	89,21
AEO01, 43	1999	0,637	600	0,64	87,69
AEO02, 38	2000	0,674	600	0,62	84,91
AEO03, 40	2001	0,681	1000	0,62	85,87
AEO04, 38	2002	0,665	1000	0,65	88,98
AEO05, 38	2003	0,701	1000	0,63	85,68
AEO06, 38	2004	0,744	1000	0,6	83,09
AEO07, 38	2005	0,799	1350	0,59	79,95
AEO08, 38	2006	0,836	1350	0,57	79,01
AEO09, 8.2	2007	0,878	1350	0,56	102,53
AEO10, 8.2	2008	0,914	1350	0,56	100,70
Hasil perhitungan	2010		2 x 1000	0,56	101,41

Hasil pengujian distribusi *fix O&M* dengan bantuan *software* Minitab diperoleh hasil sebagai berikut:

- **Hipotesis**

H_0 = Data *fix O&M cost* AP1000 berdistribusi *Extreme value (Extvalue)*

H_1 = Data *fix O&M Cost* AP1000 tidak berdistribusi *Extreme value*

- **Statistik Uji: Anderson Darling**

- **Hasil:**

Descriptive Statistics

N	N*	Mean	StDev	Median	Minimum	Maximum	Skewness	Kurtosis
15	0	88,3827	7,38021	85,87	79,01	102,53	1,06049	0,156762

Goodness of Fit Test

Distribution	AD	P
Extreme Value	0,617	0,095

Maximum Likelihood Estimates of Distribution Parameters

Distribution	Location	Shape
Extreme Value	85,21376	5,16562

- **Kesimpulan**

Karena $p\text{-Value} > \alpha = 5\% \rightarrow H_0$ diterima. Artinya secara statistik terbukti bahwa data *fix O&M Cost* PLTN AP1000 tersebut berdistribusi Extvalue dengan parameter lokasi(α) = 85,21376 dan parameter bentuk (β) = 5,16562. Demikian pula *fix O&M cost* PLTN OPR1000 juga diasumsikan berdistribusi Extvalue dengan nilai parameter α dan β yang sama dengan PLTN AP1000.

Hasil pengujian distribusi *variable O&M* dengan bantuan *software* Minitab14 diperoleh hasil sebagai berikut:

- **Hipotesis**

H_0 = Data *variable O&M cost* AP1000 berdistribusi *Logistic*

H_1 = Data *variable O&M cost* AP1000 tidak berdistribusi *Logistic*

- **Statistik Uji: Anderson Darling**

- **Hasil:**

Descriptive Statistics

N	Mean	StDev	Median	Minimum	Maximum
14	0,612143	0,0311766	0,62	0,56	0,65

Goodness of Fit Test

Distribution	AD	P
Logistic	0,598	0,076

Maximum Likelihood Estimates of Distribution Parameters

Distribution	Location	Shape
Logistic	0,61520	0,01772

- **Kesimpulan**

Karena $p\text{-Value} > \alpha = 5\% \rightarrow H_0$ diterima. Artinya secara statistik terbukti bahwa data *variable O&M Cost* PLTN AP1000 berdistribusi *Logistic* dengan parameter lokasi(α) = 0,61520 dan parameter bentuk (β) = 0,01772. *Variable O&M cost* PLTN OPR1000 juga diasumsikan berdistribusi *Logistic* dengan nilai parameter α dan β yang sama dengan PLTN AP1000.

4.2.1.5. Pendefinisian Distribusi Faktor Kapasitas (Capacity Factor)

Variabel faktor kapasitas diasumsikan berdistribusi PERT dengan nilai parameter-parameternya: minimal = 75%, *most likely* = 85% dan maksimal = 95%.

4.2.1.6. Penentuan Masa Konstruksi (*Lead time*)

Variabel masa konstruksi ditentukan sebanyak empat, yaitu: 4 tahun, 5 tahun, 6 tahun dan 7 tahun (dengan *base case* = 5 tahun).

Ketujuh variabel ketidakpastian tersebut dirangkum dalam Tabel 4.8.

Tabel 4.8 Pendefinisian Variabel-variabel Ketidakpastian

No	Variabel Ketidakpastian	AP1000	OPR	Keterangan
1	Overnight Cost	Distribusi Lognormal	Distribusi Lognormal	AP1000: Fitted distribution thd data historis
		mean = 4276,65; std dev = 844,870	(mean = 2227; std dev = 742,72)	OPR: asumsi distribusi Lognormal, mean beda
2	Harga Uranium Alam (U308)	Distribusi Pearson5	Distribusi Pearson6	Mengacu Studi Rothwell, 2011
		$\alpha = 1,5420; \beta = 28,436$	$\alpha = 1,5420; \beta = 28,436$	
3	Enrichment	Distribusi Normal	Distribusi Normal	Mengacu Studi Rothwell, 2011
		mean = 139,740; std dev = 22,216	mean = 139,740; std dev = 22,216	
4	Fixed O&M Cost	Distribusi Extvalue	Distribusi Extvalue	Mengacu Studi Rothwell, 2011
		$\alpha = 85,21376; \beta = 5,16562$	$\alpha = 85,21376; \beta = 5,16562$	
5	Var O&M Cost	Distribusi Logistic	Distribusi Logistic	Mengacu Studi Rothwell, 2011
		$\alpha = 0,61520; \beta = 0,01772$	$\alpha = 0,61520; \beta = 0,01772$	
6	Capacity Factor	Distribusi PERT	Distribusi PERT	Mengacu pengalaman negara-negara yang telah membangun PLTN AP1000 & OPR
		min = 0,75; most likely = 0,85; max = 0,95	min = 0,75; most likely = 0,85; max = 0,95	
7	Lead Time	ditentukan: 4th, 5th, 6th, 7th	ditentukan: 4th, 5th, 6th, 7th	
		Base Case = 5th	Base Case = 5th	

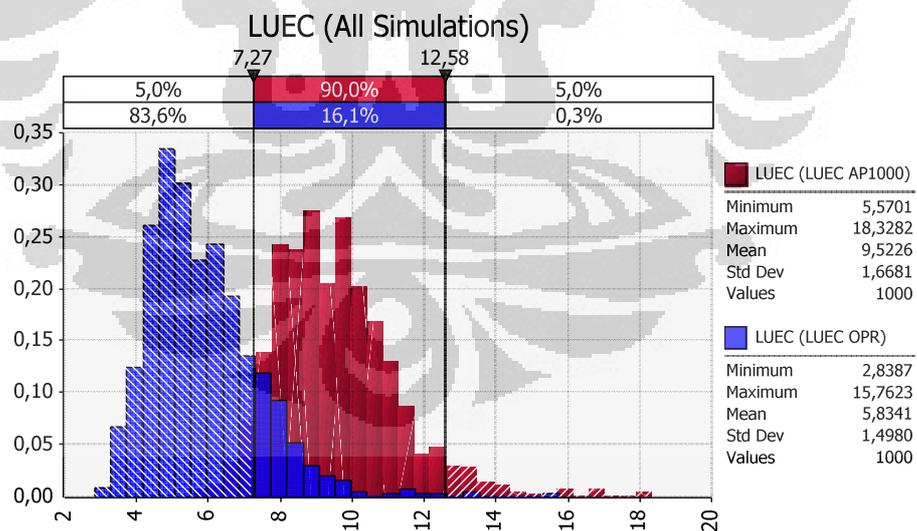
4.2.2. Hasil Analisis Probabilistik LUEC pada kondisi *Base Case*

Kondisi *base case* dimaksudkan sebagai kondisi dasar, yaitu kondisi dimana belum dilakukan analisis sensitivitas terhadap sejumlah variabel-variabel ketidakpastian. *Lead time* yang ditetapkan untuk kondisi *base case* adalah 5

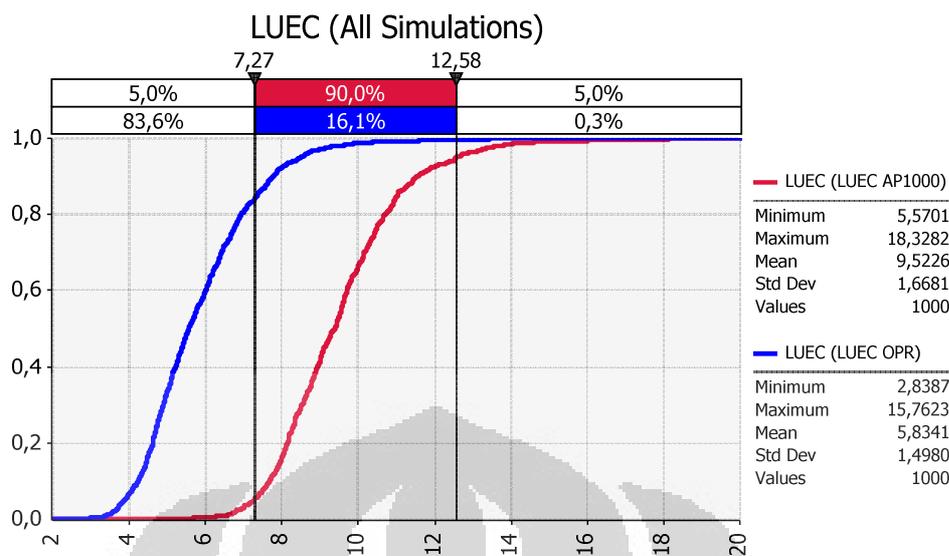
tahun. Analisis probabilistik dilakukan dengan teknik simulasi Montecarlo berbantuan paket program @Risk dengan iterasi sebanyak 1000 kali. Tabel 4.9 menunjukkan statistik hasil simulasi LUEC PLTN AP1000 dan OPR1000 pada kondisi *base case*. Sedangkan Gambar 4.6 dan Gambar 4.7 masing-masing menunjukkan fungsi distribusi probabilistik dan fungsi distribusi kumulatif hasil simulasi.

Tabel 4.9 Statistik Hasil Simulasi LUEC PLTN AP1000 & OPR1000 pada Kondisi *Base Case*

Statistic	LUEC AP1000	LUEC OPR1000
Minimum	5,5701	2,8387
Maximum	18,3282	15,7623
Mean	9,5226	5,8341
Std Deviation	1,6681	1,4980
Variance	2,782652	2,24389



Gambar 4.6 Distribusi Probabilistik LUEC AP1000 & OPR1000 pada Kondisi *Base Case*



Gambar 4.7 Fungsi Distribusi Kumulatif LUEC AP1000 & OPR1000 pada Kondisi Base Case

Tabel 4.9 menunjukkan bahwa pada kondisi Base Case *Risk Adjusted* LUEC PLTN AP1000 adalah sebesar 11,1907 *cent* US\$/kWh (diperoleh dari nilai rata-rata ditambah nilai standar deviasi), sedangkan pada PLTN OPR1000 *Risk Adjusted* LUEC-nya tercatat sebesar 7,3321 *cent* US\$/kWh.

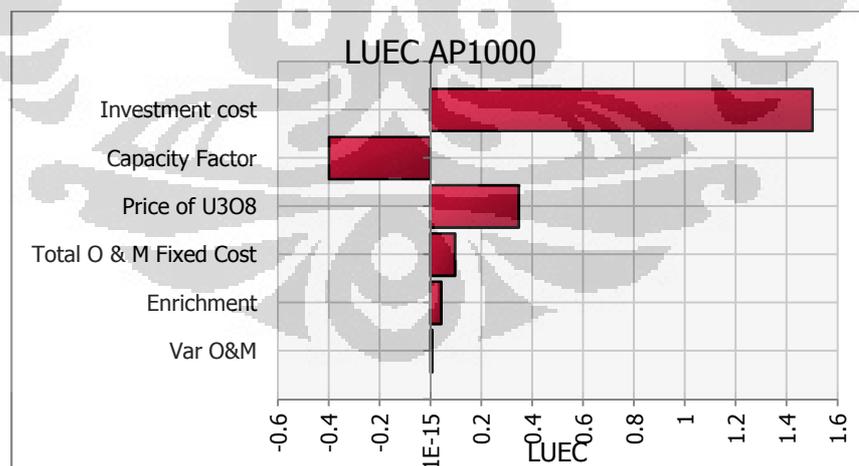
Fungsi distribusi probabilistik LUEC PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000 yang terbentuk pada Gambar 4.6 menunjukkan terjadinya kemencengan (*skewness*) pada ekor sebelah kanan dari sebaran LUEC-nya. Hal ini menunjukkan bahwa jika variabel-variabel ketidakpastian tidak termenej dengan baik maka bukan tidak mungkin akan terjadi *cost overrun* (pembengkakan) biaya pembangkitan listrik teraras diatas nilai *Risk Adjusted* LUEC. Nilai standar deviasi LUEC PLTN AP1000 yang lebih besar dibandingkan standar deviasi LUEC PLTN OPR1000 juga mengindikasikan bahwa dispersi LUEC yang terjadi pada PLTN AP1000 lebih besar, sehingga kemungkinan terjadinya *cost overrun* pada PLTN AP1000 lebih besar dibanding pada PLTN OPR1000.

Adapun fungsi distribusi kumulatif yang terbentuk pada Gambar 4.7 menunjukkan bahwa probabilitas untuk terjadinya LUEC AP1000 kurang dari angka 8,5 *cent* US\$/kWh hanya sekitar 20%, sedangkan untuk OPR1000 probabilitas untuk terjadinya LUEC kurang dari angka tersebut adalah sekitar

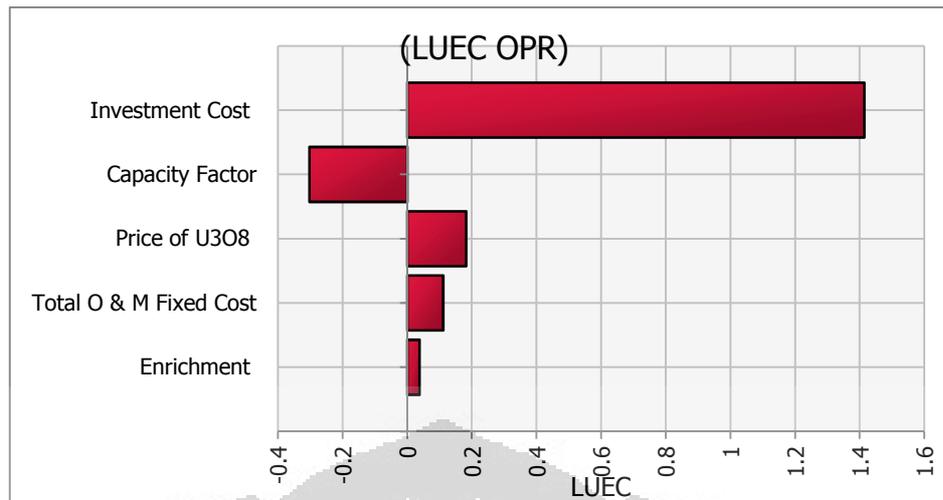
90%. Angka LUEC PLTN sebesar 8,5 cent US\$/kWh dijadikan sebagai *benchmark* dengan asumsi bahwa nilai inilah yang nantinya ditetapkan sebagai tarif atau harga jual listrik ke PLN yang disepakati dalam PPA (*Power Purchase Agreement*). Asumsi ini diambil dengan pertimbangan bahwa PLTN merupakan pembangkit yang diproyeksikan untuk memikul kebutuhan beban dasar dan pengalaman nilai PPA untuk pembangkit pemikul beban dasar seperti PLTU ataupun PLTGU selama ini berkisar pada angka tersebut.

4.2.3. Analisis Sensitivitas Variabel Ketidakpastian Terhadap LUEC dengan Pendekatan Probabilistik

Analisis sensitivitas digunakan untuk melihat seberapa jauh proyek terpengaruh oleh perubahan pada nilai variabel ketidakpastian. Dalam analisis probabilistik, dapat dibuat suatu tornado diagram sebelum analisis sensitivitas dilakukan. Tornado diagram ini akan sangat membantu dalam mengetahui variabel-variabel ketidakpastian mana saja yang perlu untuk disensitivitaskan. Gambar 4.8 dan Gambar 4.9 masing-masing menunjukkan tornado diagram LUEC PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000.



Gambar 4.8 Tornado Diagram LUEC PLTN AP1000 pada Kondisi *Base Case*



Gambar 4.9 Tornado Diagram LUEC PLTN OPR1000 pada Kondisi Base Case

Berdasar tornado diagram yang ditunjukkan pada Gambar 4.8 dan Gambar 4.9 terlihat bahwa ranking tiga besar variabel ketidakpastian yang mempengaruhi besarnya LUEC adalah: *investment cost*, faktor kapasitas pembangkit dan harga *Uranium alam* (U_3O_8). Oleh karena itu, analisis sensitivitas akan dilakukan terhadap ketiga variabel ketidakpastian tersebut ditambah dengan sensitivitas *lead time* (4 tahun, 5 tahun, 6 tahun dan 7 tahun).

4.2.3.1 Sensitivitas Investment Cost Terhadap LUEC

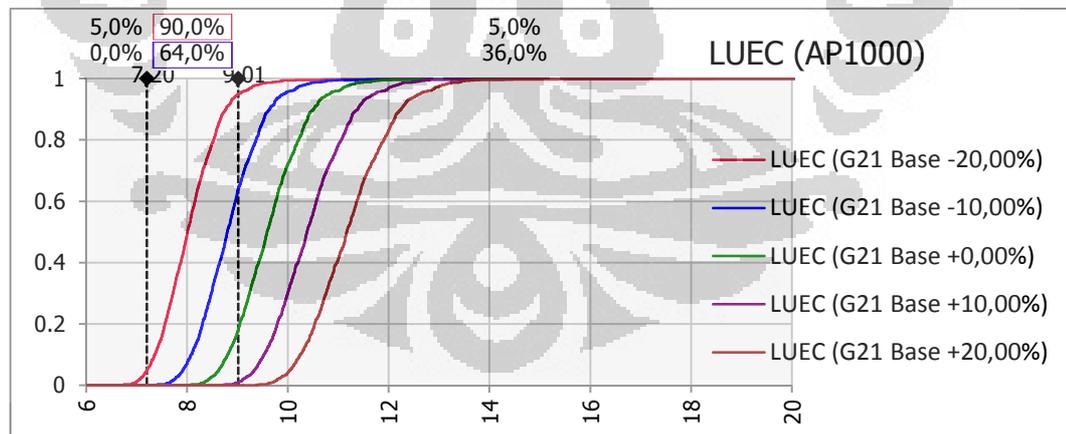
Sensitivitas *investment cost* dilakukan dengan merubah nilai *investment cost* sehingga terdapat 5 nilai *investment cost* yang disensitivitaskan: *Base case – 20%*, *Base Case – 10%*, *Base Case*, *Base Case + 10%* dan *Base case + 20%*. Nilai *Base Case* yang dimaksud adalah sebesar 4.379 US\$/kWh untuk PLTN AP1000 dan 1876 US\$/kWh untuk PLTN OPR1000. Simulasi dilakukan secara simultan dengan menggunakan fasilitas *advance sensitivity analysis* pada paket program @Risk. Tabel 4.10 dan Tabel 4.11 masing-masing menunjukkan statistik hasil simulasi sensitivitas *investment cost* terhadap LUEC PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000. Sedangkan Gambar 4.10 dan Gambar 4.11 menunjukkan grafik fungsi distribusi kumulatifnya.

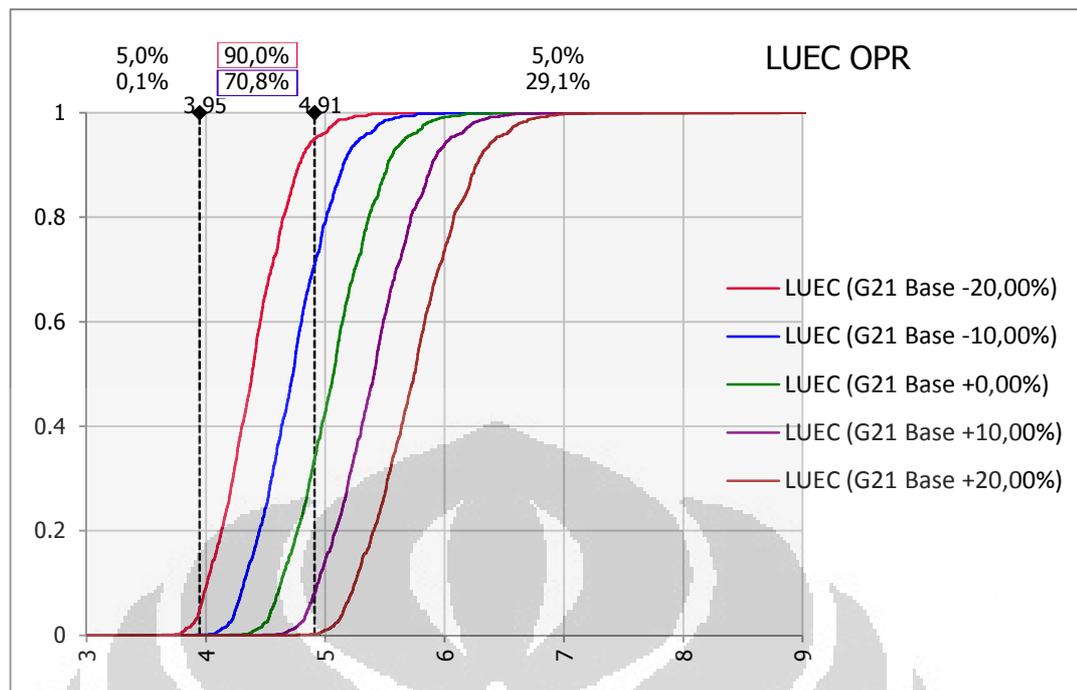
Tabel 4.10 Hasil Sensitivitas *Investment Cost* terhadap LUEC AP1000

Statistic	Base Value-20%	Base Value-20%	Base Value	Base value+10%	Base Value+20%
Minimum	6,7242	7,3871	8,0501	8,7130	9,3759
Maximum	14,3574	15,3819	16,4064	17,4309	18,4554
Mean	8,0647	8,8581	9,6515	10,4449	11,2384
Std Deviation	0,6377	0,6878	0,7392	0,7917	0,8450
Variance	0,4066097	0,4730502	0,5464209	0,626722	0,7139532

Tabel 4.11 Hasil Sensitivitas *Investment Cost* terhadap LUEC OPR1000

Statistic	Base Value -20%	Base Value -10%	Base Value	Base Value +10%	Base Value +20%
Minimum	3,6321	3,9153	4,1986	4,4818	4,7651
Maximum	7,2548	7,6450	8,0352	8,4254	8,8156
Mean	4,4009	4,7404	5,0799	5,4195	5,7590
Std Deviation	0,3128	0,3346	0,3568	0,3795	0,4026
Variance	0,09787398	0,1119324	0,127325	0,1440519	0,162113

Gambar 4.10 Fungsi distribusi kumulatif Sensitivitas *Investment Cost* Terhadap LUEC PLTN AP1000



Gambar 4.11 Fungsi distribusi kumulatif Sensitivitas *Investment Cost* Terhadap LUEC PLTN OPR1000

Hasil sensitivitas *investment cost* terhadap LUEC yang terdapat dalam Tabel 4.10 dan Tabel 4.11 menunjukkan bahwa semakin tinggi biaya *investment cost* maka akan makin tinggi pula nilai rata-rata LUEC yang terbentuk baik pada PLTN AP1000 maupun OPR1000. Selain itu distribusi LUEC yang terbentuk juga makin menyebar (*range*-nya makin lebar) ditunjukkan dengan nilai standar deviasi yang makin besar.

Tingginya biaya investasi PLTN AP1000 dibanding PLTN OPR1000 menyebabkan probabilitas untuk terjadinya LUEC PLTN AP1000 kurang dari 8,5 cent US\$/kWh hanya terjadi pada nilai *investment cost* sebesar *Base Case* - 20% dan *Base Case* - 10% sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 4.10. Dimana pada nilai *investment cost* sebesar *Base Case* - 20%, probabilitas terjadinya LUEC kurang dari 8,5 cent US\$/kWh adalah sebesar 80%. Sedangkan pada nilai *investment cost* sebesar *Base Case* - 10%, probabilitas terjadinya LUEC kurang dari 8,5 cent US\$/kWh adalah sebesar 30%. Probabilitas untuk terjadinya nilai LUEC kurang dari 8,5 cent US\$/kWh itu makin turun seiring kenaikan *investment cost*-nya. Pada nilai *investment cost* sebesar *Base Case* + 10% dan *Base Case* +

20% bahkan tidak ada probabilitas terjadinya nilai LUEC AP1000 dibawah 8,5 cent US\$/kWh.

Pada PLTN OPR1000, sebagaimana ditunjukkan oleh Gambar 4.11, terlihat bahwa pada kelima nilai *investment cost* yang disensitivitaskan (1.876 cent US\$/kWh \pm 20%), probabilitas terjadinya nilai LUEC kurang dari 8,5 cent US\$/kWh adalah di atas angka 95%.

4.2.3.2. Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap LUEC

Faktor kapasitas termasuk salah satu variabel ketidakpastian yang turut disensitivitaskan mengingat variabel ini menggambarkan seberapa besar sebuah pembangkit atau pusat listrik dimanfaatkan (Marsudi, J., 2005). Faktor kapasitas tahunan (8760 jam) didefinisikan sebagai:

$$\text{Faktor Kapasitas} = \frac{\text{Produksi Listrik 1 tahun}}{\text{Daya Terpasang} \times 8760 \text{ jam}} \quad (4.4)$$

Pada kenyataannya sebuah pembangkit tidak dapat mencapai faktor kapasitas 100% karena adanya masa pemeliharaan dan adanya gangguan atau kerusakan yang dialami oleh pembangkit tersebut. Semakin tinggi nilai faktor kapasitas menunjukkan makin handalnya pembangkit yang bersangkutan karena tidak sering terjadi gangguan ataupun kerusakan yang menyebabkan pembangkit harus padam.

Nilai faktor kapasitas yang disensitivitaskan diasumsikan mengikuti distribusi PERT dengan nilai parameter-parameter: minimal 75%, *most likely* 85% dan maksimal 95%.

Tabel 4.12 dan Tabel 4.13 menunjukkan nilai-nilai statistik hasil sensitivitas faktor kapasitas terhadap nilai LUEC PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000. Sedangkan Gambar 4.12 dan Gambar 4.13 menunjukkan fungsi distribusi kumulatifnya.

Tabel 4.12 Hasil Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap LUEC PLTN AP1000

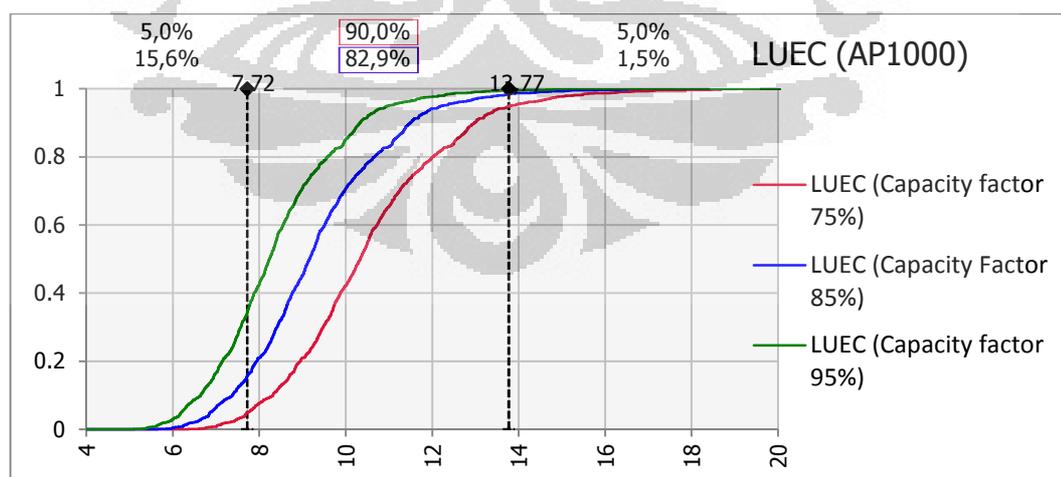
Statistic	CF 75%	CF 85%	CF 95%
Minimum	6,3663	5,6620	5,1059
Maximum	19,0575	16,8526	15,1120
Mean	10,5297	9,3398	8,4005
Std Deviation	1,9052	1,6833	1,5084
Variance	3,629752	2,833529	2,275315

Catatan:

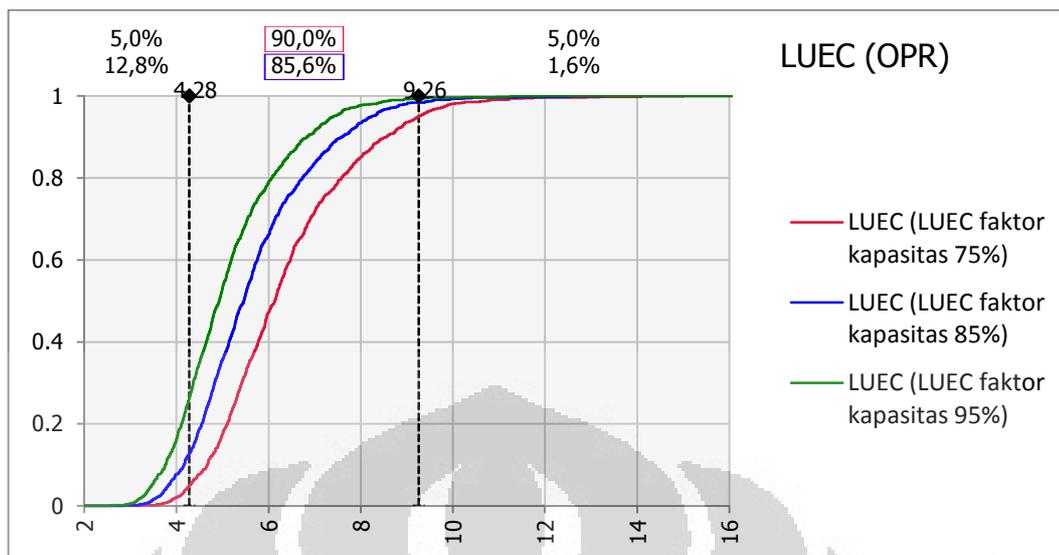
CF : *Capacity Factor*

Tabel 4.13 Hasil Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap LUEC PLTN OPR1000

Statistic	CF 75%	CF 85%	CF 95%
Minimum	3,1902	2,8550	2,5903
Maximum	15,0108	13,2877	11,9273
Mean	6,3710	5,6735	5,1229
Std Deviation	1,5538	1,3795	1,2427
Variance	2,414223	1,903059	1,54437



Gambar 4.12 Fungsi distribusi kumulatif Hasil Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap LUEC PLTN AP1000



Gambar 4.13 Fungsi distribusi kumulatif Hasil Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap LUEC PLTN OPR1000

Hasil sensitivitas faktor kapasitas terhadap LUEC PLTN AP1000 dan OPR1000 yang terdapat pada Tabel 4.12 dan Tabel 4.13 menunjukkan bahwa semakin rendah faktor kapasitas pembangkit maka akan makin tinggi nilai rata-rata LUEC yang terbentuk baik pada PLTN AP1000 maupun OPR1000. Selain itu distribusi LUEC yang terbentuk akibat penurunan faktor kapasitas juga makin menyebar (*range*-nya makin lebar) ditunjukkan dengan nilai standar deviasi yang makin besar. Dengan kata lain, rendahnya faktor kapasitas pembangkit berpotensi terhadap terjadinya pembengkakan biaya pembangkitan listrik (*cost overrun*).

Probabilitas untuk terjadinya LUEC PLTN AP1000 kurang dari 8,5 cent US\$/kWh akan makin tinggi dengan makin meningkatnya nilai faktor kapasitas, yaitu sekitar 15% pada faktor kapasitas 75%, 35% pada faktor kapasitas 85% dan 60% pada faktor kapasitas 95%. Hal tersebut ditunjukkan dengan Gambar 4.12.

Pada PLTN OPR1000, sebagaimana ditunjukkan oleh Gambar 4.13, probabilitas terjadinya LUEC kurang dari 8,5 cent US\$/kWh berada di atas angka 80% untuk semua nilai faktor kapasitas yang disensitivaskan. Nilai probabilitas terjadinya LUEC kurang dari 8,5 cent US\$/kWh akan makin tinggi seiring dengan makin meningkatnya nilai faktor kapasitas, yaitu sekitar 85% pada faktor

kapasitas 75%, 95% pada faktor kapasitas 85% dan sekitar 97% pada faktor kapasitas 95%.

4.2.3.3. Sensitivitas Harga U_3O_8 Terhadap LUEC

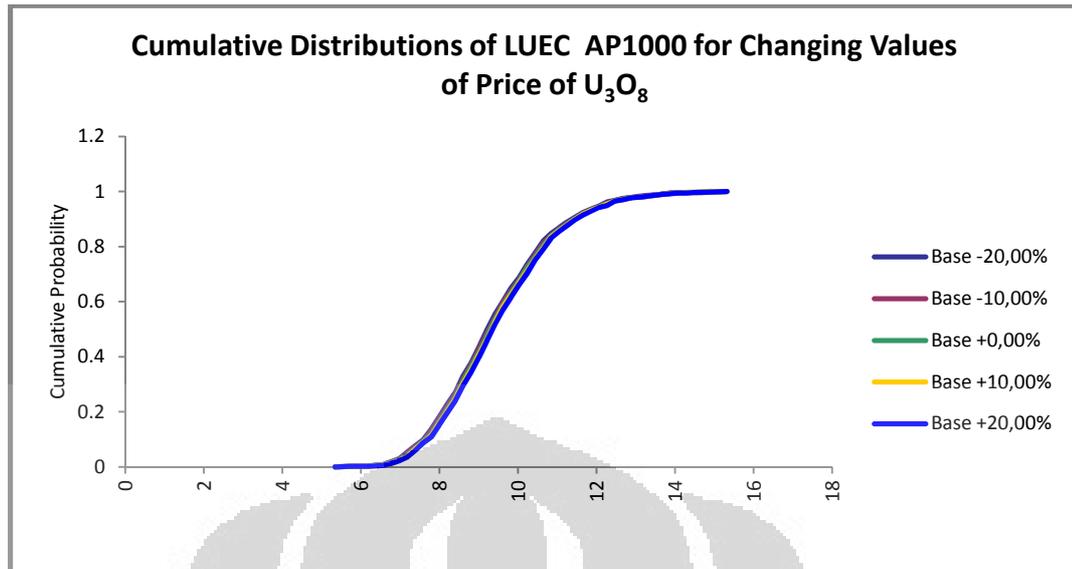
U_3O_8 merupakan rumus kimia dari uranium alam hasil penambangan. Variabel ini turut disensitivitaskan karena nilainya yang fluktuatif mengikuti harga pasar. Tabel 4.14 dan Tabel 4.15 masing-masing menunjukkan hasil simulasi harga U_3O_8 terhadap LUEC PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000. Sedangkan Gambar 4.14 dan Gambar 4.15 masing-masing menunjukkan grafik fungsi distribusi kumulatifnya.

Tabel 4.14 Hasil Sensitivitas Harga U_3O_8 Terhadap LUEC PLTN AP1000

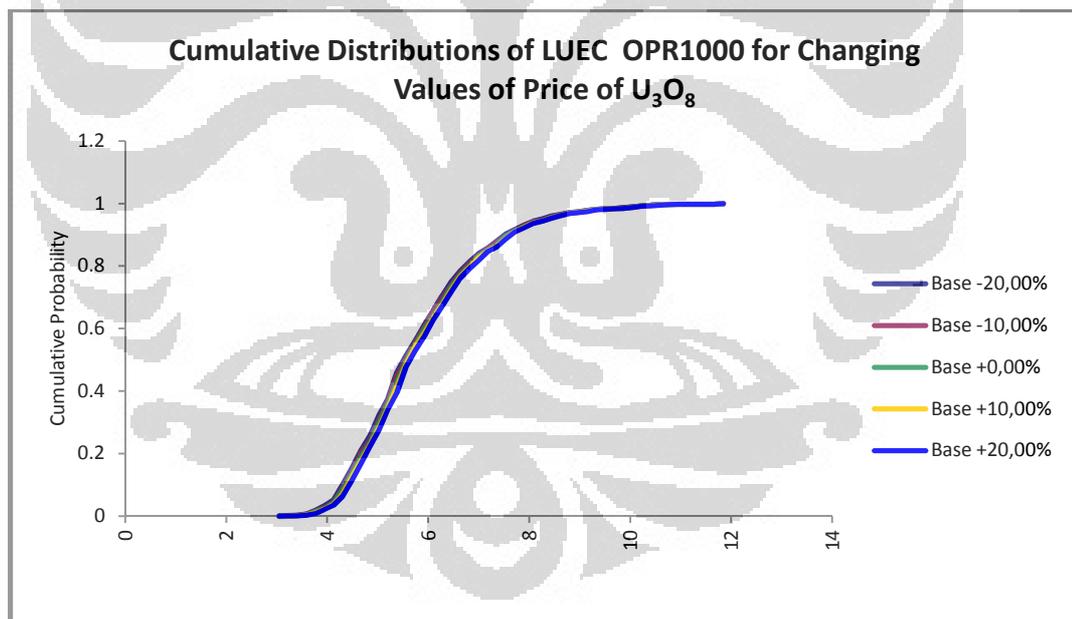
Input		Output LUEC (cent US\$/kWh)			
Analysis	Value	Mean	Min	Max	StdDev
Base -20,00%	124	9,3784	5,3416	15,1901	1,4972
Base -10,00%	140	9,4112	5,3744	15,2229	1,4972
Base +0,00%	155	9,4440	5,4071	15,2556	1,4972
Base +10,00%	171	9,4768	5,4399	15,2884	1,4972
Base +20,00%	186	9,5095	5,4727	15,3212	1,4972

Tabel 4.15 Hasil Sensitivitas Harga U_3O_8 Terhadap LUEC PLTN OPR1000

Input		Output LUEC (cent US\$/kWh)			
Analysis	Value	Mean	Min	Max	StdDev
Base -20,00%	124	5,7683	3,04908	11,7154	1,32244
Base -10,00%	139,5	5,80107	3,08185	11,7482	1,32244
Base +0,00%	155	5,83384	3,11462	11,7809	1,32244
Base +10,00%	170,5	5,86661	3,14739	11,8137	1,32244
Base +20,00%	186	5,89938	3,18016	11,8465	1,32244



Gambar 4.14 Fungsi distribusi kumulatif Hasil Sensitivitas Harga U_3O_8 Terhadap LUEC PLTN AP1000



Gambar 4.15 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas Harga U_3O_8 Terhadap LUEC PLTN OPR1000

Hasil sensitivitas harga U_3O_8 terhadap nilai LUEC yang terdapat pada Tabel 4.14 dan Tabel 4.15 menunjukkan bahwa perubahan harga Uranium alam memang berpengaruh terhadap besarnya nilai LUEC PLTN AP1000 maupun

Universitas Indonesia

PLTN OPR1000. Namun perubahan LUEC yang terjadi akibat berubahnya harga U_3O_8 tidak terlampau signifikan, ditunjukkan oleh grafik fungsi distribusi kumulatif LUEC hasil sensitivitas harga U_3O_8 yang hampir berimpit pada Gambar 4.14 dan Gambar 4.15.

4.2.3.4 Sensitivitas *Lead Time* Terhadap LUEC

Masa konstruksi (*lead time*) sangat berpengaruh terhadap LUEC, mengingat pada perhitungan LUEC biaya investasi total didiskonto ke saat COD dengan tingkat diskonto tertentu (dalam studi ini digunakan tingkat diskonto 10%). Pendiskontoan ini menunjukkan berlakunya kaidah “*time value of money*” dalam perhitungan LUEC.

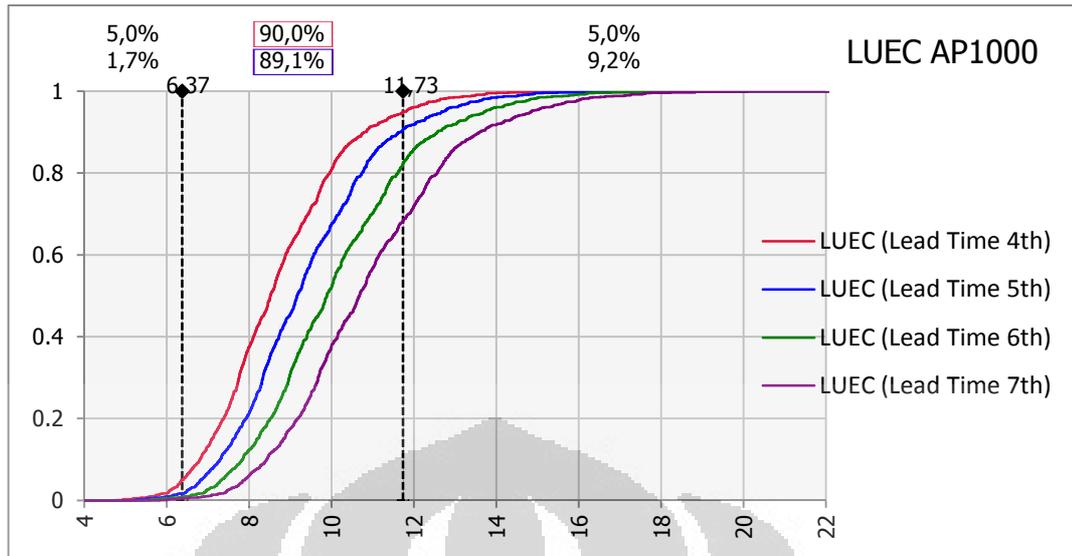
Tabel 4.16 dan Tabel 4.17 masing-masing menunjukkan nilai statistik hasil simulasi *lead time* terhadap LUEC PLTN AP1000 dan OPR1000. Sedangkan Gambar 4.16 dan Gambar 4.17 menunjukkan grafik fungsi distribusi kumulatifnya.

Tabel 4.16 Hasil Sensitivitas Lead Time Terhadap LUEC PLTN AP1000

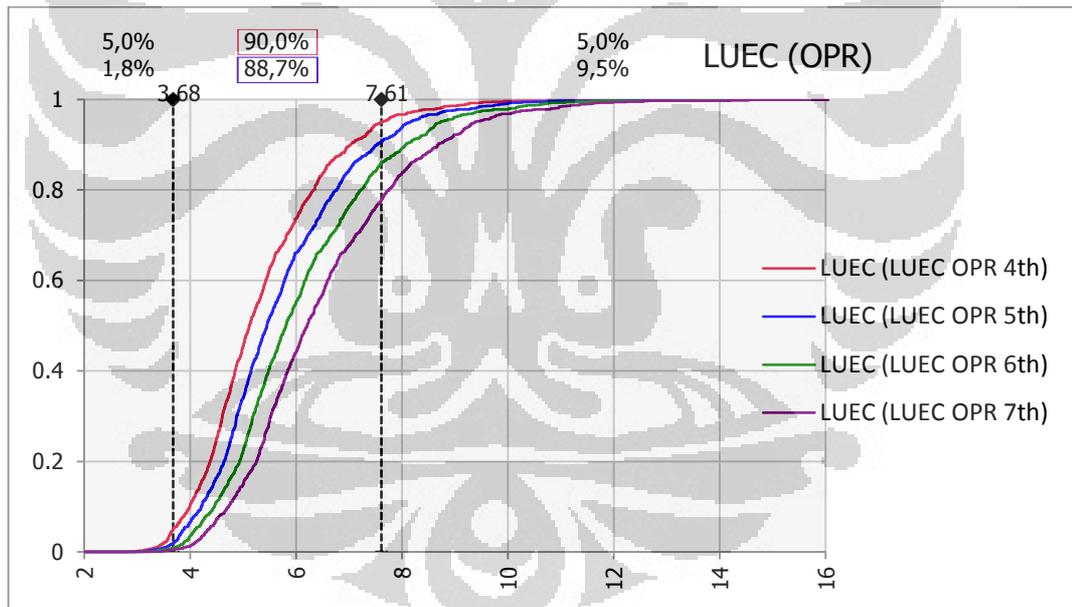
Statistics	4th	5th	6th	7th
Minimum	4,7626	5,0818	5,4329	5,8191
Maximum	15,6715	17,0028	18,4672	20,0781
Mean	8,7023	9,3688	10,1020	10,9085
Std Dev	1,6255	1,7733	1,9363	2,1161
Variance	2,642360224	3,1446022	3,7494035	4,4780102

Tabel 4.17 Hasil Sensitivitas Lead Time Terhadap LUEC PLTN OPR1000

Statistic	4th	5th	6th	7th
Minimum	2,8440	2,9588	3,0851	3,2240
Maximum	12,2510	13,2119	14,2689	15,4316
Mean	5,3606	5,7086	6,0915	6,5126
Std Deviation	1,2500	1,3633	1,4883	1,6263
Variance	1,562524	1,858594	2,215153	2,644738



Gambar 4.16 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas *Lead Time* Terhadap LUEC PLTN AP1000



Gambar 4.17 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas *Lead Time* Terhadap LUEC PLTN OPR1000

Hasil perhitungan LUEC yang ditunjukkan pada Tabel 4.16 dan Tabel 4.17 menunjukkan bahwa semakin lama *lead time* akan berakibat pada makin tingginya *future value* ke saat COD dari sejumlah dollar yang dikeluarkan pada

masa konstruksi, sehingga LUEC yang terbentuk juga akan makin tinggi baik pada proyek PLTN AP1000 maupun PLTN OPR1000. Selain itu distribusi LUEC yang terbentuk juga makin menyebar seiring dengan peningkatan *lead time*, ditunjukkan dengan nilai standar deviasi yang makin besar. Kondisi tersebut mengindikasikan bahwa *delay* proyek berpotensi menimbulkan pembengkakan biaya pembangkitan listrik teraras (LUEC).

Gambar 4.16 menunjukkan bahwa probabilitas terjadinya nilai LUEC PLTN AP1000 kurang dari 8,5 cent US\$/kWh akan turun seiring dengan makin lamanya masa konstruksi, yaitu 45% pada *lead time* 4 tahun, 30% pada *lead time* 5 tahun, 20% pada *lead time* 6 tahun dan 10% pada *lead time* 7 tahun. Hal yang sama terjadi pada PLTN OPR1000 dimana probabilitas terjadinya LUEC kurang dari 8,5 cent US\$/kWh pada teknologi PLTN ini juga akan makin turun seiring dengan makin lamanya masa konstruksi, yaitu sekitar 97% pada *lead time* 4 tahun, 95% pada *lead time* 5 tahun, 90% pada *lead time* 6 tahun dan 85% pada *lead time* 7 tahun. Akan tetapi pada keempat *lead time* yang disensitivitaskan, probabilitas LUEC PLTN OPR1000 kurang dari 8,5 cent US\$/kWh semuanya berada di atas angka 80%.

4.3. Analisis Finansial Proyek

4.3.1. Beberapa Asumsi Dasar

Beberapa asumsi dasar yang digunakan dalam analisis finansial pada kondisi *Base case* antara lain ditunjukkan dalam Tabel 4.18.

Tabel 4.18 Beberapa Asumsi Dasar untuk Analisis Finansial Proyek pada Kondisi Base Case

No	Parameter	Unit	Nilai	Keterangan
1	Kapasitas Unit <i>Gross</i>	MW	2.000	
2	Kapasitas Unit Netto	MW	1.890	
3	Faktor Kapasitas	%	85%	
4	Pemakaian Sendiri (<i>auxiliary consumption</i>)	%	5,50%	
5	Produksi Daya tahunan	MWh	14.892.000	
6	Daya yang Dijual Tiap tahun	MWh	14.072.940	
7	<i>Burn Up</i>	MWd per metrik ton U ₂₃₅	60.000	
8	Tahun Dasar		2010	
9	Masa Konstruksi	Tahun	5	
10	Eskalasi <i>investment cost</i>	%/tahun	2 %	Locately & Mancini (2010)
11	Eskalasi <i>fuel cost</i>	%	0,5 %	
12	Eskalasi O&M Cost		3%	
12	Debt/Equity Ratio	%	70/30	
13	<i>Discount Rate</i>	%	10%	
14	Umur PLTN	Tahun	40	
15	<i>Exchange Rate</i>	Rupiah per 1 US\$	Rp 8.500,-	
16	Pajak Penghasilan (PPh)	%	25%	UU No 36 tahun 2008

4.3.2. Total Biaya Investasi dengan Memasukkan Eskalasi

Perlu dijelaskan bahwa dalam melakukan analisis finansial ini *investment cost* yang digunakan adalah *investment cost* yang telah memasukkan eskalasi, berbeda dengan *investment cost* dalam perhitungan LUEC. Hal ini dilakukan dengan pertimbangan bahwa harga barang-barang pada saat kontrak terjadi akan menjadi sangat berbeda dengan harga barang-barang pada masa konstruksi akibat adanya kenaikan harga barang (inflasi) setiap tahunnya. Pada studi ini, eskalasi *investment cost* diasumsikan sebesar 2% per tahun, mengacu pada studi Locately, G. & Mancini, M. (2010). Tabel 4.19 dan Tabel 4.20 menunjukkan *investment cost* dengan dan tanpa eskalasi untuk PLTN AP1000, sedangkan Tabel 4.21 dan

Tabel 4.22 menunjukkan *investment cost* dengan dan tanpa eskalasi untuk PLTN OPR1000.

Tabel 4.19 *Investment Cost* PLTN AP1000 Tanpa Eskalasi

No	Komponen Biaya	2018	2019	2020	2021	2022	Total
		1	2	3	4	5	
1	EPC	\$744.430.000	\$1.861.075.000	\$2.754.391.000	\$1.339.974.000	\$744.430.000	\$7.444.300.000
2	Development Cost	\$26.274.000	\$55.175.400	\$99.841.200	\$49.920.600	\$31.528.800	\$262.740.000
3	Others Cost	\$126.115.200	\$210.192.000	\$399.364.800	\$189.172.800	\$126.115.200	\$1.050.960.000
Total Investment Cost							\$8.758.000.000

Tabel 4.20 *Investment Cost* PLTN AP1000 Dengan Memasukkan Eskalasi

No	Komponen Biaya	2018	2019	2020	2021	2022	Total
		1	2	3	4	5	
1	EPC	\$759.318.600	\$1.936.262.430	\$2.922.981.764	\$1.450.430.951	\$821.910.872	\$7.890.904.618
2	Development Cost	\$26.799.480	\$57.404.486	\$105.952.280	\$54.035.663	\$34.810.343	\$279.002.252
3	Others Cost	\$128.637.504	\$218.683.757	\$423.809.121	\$204.766.723	\$139.241.371	\$1.115.138.475
Total Investment Cost							\$9.285.045.345

Tabel 4.21 *Investment Cost* PLTN OPR1000 Tanpa Eskalasi

No	Komponen Biaya	2018	2019	2020	2021	2022	Total
		1	2	3	4	5	
1	EPC	318.920.000	797.300.000	1.180.004.000	574.056.000	318.920.000	3.189.200.000
2	Development Cost	11.256.000	23.637.600	42.772.800	21.386.400	13.507.200	112.560.000
3	Others Cost	54.028.800	90.048.000	171.091.200	81.043.200	54.028.800	450.240.000
Total Investment Cost							3.752.000.000

Tabel 4.22 *Investment Cost* PLTN OPR1000 Dengan Memasukkan Eskalasi

No	Komponen Biaya	2018	2019	2020	2021	2022	Total
		1	2	3	4	5	
1	EPC	325.298.400	829.510.920	1.252.229.685	621.376.676	352.113.450	3.380.529.131
2	Development Cost	11.481.120	24.592.559	45.390.838	23.149.327	14.913.040	119.526.884
3	Others Cost	55.109.376	93.685.939	181.563.350	87.723.766	59.652.161	477.734.592
Total Investment Cost							3.977.790.607

Berdasar data pada Tabel 4.19 dan Tabel 4.20 menunjukkan bahwa setelah memasukkan eskalasi, *investment cost* PLTN AP1000 mengalami kenaikan sebesar 6,02% dari harga sebelum memasukkan eskalasi. Demikian pula pada PLTN OPR1000, kenaikan *investment cost* yang terjadi setelah memasukkan eskalasi juga sebesar 6,02% sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 4.21 dan Tabel 4.22.

4.3.3. Perencanaan Sumber Pembiayaan

Investasi dapat dianggap sebagai pengorbanan yang dikeluarkan saat sekarang untuk suatu hasil di masa datang dan pada sisi lain muncul resiko karena penanaman modal (investasi) tersebut (Permatasari, K.). Mengingat cukup besarnya dana yang diperlukan untuk membangun sebuah pembangkit (termasuk PLTN), maka umumnya proyek tersebut didanai oleh sebagian porsi modal sendiri (*equity*) dan sebagian porsi pinjaman (*debt, loan*). Dalam studi ini diasumsikan proyek didanai oleh 70% porsi *debt* dan 30% porsi *equity*. Adapun rincian dari 70% porsi *debt* tersebut dapat dilihat pada Tabel 4.23.

Tabel 4.23 Sumber Pinjaman Pendanaan Proyek PLTN^{*)}

	Sumber Pinjaman	Porsi	Tingkat Bunga
1.	Bank X (ECA-1)	50%	bunga 5,2%/ tahun
2.	Bank Y (ECA-2)	30%	bunga 5,2%/ tahun
3.	Bank Z (Bank Commercial)	20%	bunga 8%/tahun

^{*)} Diasumsikan mengikuti studi PLN Litbang (2006)

Export Credit Agency (ECA) merupakan suatu lembaga keuangan publik atau semi-publik di negara maju yang memberikan fasilitas kredit kepada industri di negaranya untuk mengekspor produknya ke luar negeri yang umumnya merupakan negara berkembang. Di suatu negara maju paling tidak terdapat satu ECA. Di Jepang misalnya terdapat ECA dengan nama NEXI dan *Japan Bank for International Cooperation* (JBIC). Tingkat bunga ECA yang digunakan dalam studi ini mengacu pada *Commercial Interest Reference Rate* (CIRR) status per 15 Januari 2010. CIRR merupakan tingkat bunga kredit ekspor yang dipublikasi oleh OECD (*Organization for Economic Cooperation and Development*) setiap bulan. Tabel 4.24 memuat CIRR dari pinjaman dalam bentuk mata uang US\$ untuk berbagai *repayment period*.

Tabel 4.24 CIRR Mata Uang US\$ Status per Januari 2010

<i>Repayment Periode</i> (R)	CIRR (%)
$R < 15$ tahun	4,8
$15 \leq R < 20$	5,1
$20 \leq R < 30$	5,2
$R \geq 30$	5,3

Karena *repayment period* terhadap dana pinjaman dalam studi ini diasumsikan selama 20 tahun maka tingkat bunga ECA ditetapkan sebesar 5,2% per tahun. Adapun tingkat bunga bank komersial ditetapkan 8%, mengingat tingkat bunga bank komersial biasanya lebih tinggi dibanding jenis pinjaman lainnya.

Hal lain yang juga perlu dipertimbangkan terkait dengan dana pinjaman adalah munculnya bunga selama masa konstruksi (*Interest During Construction – IDC*). IDC merupakan biaya bunga pinjaman yang harus dibayarkan oleh peminjam uang (*owner* proyek) kepada bank/*lender* selama masa konstruksi sesuai *disbursement*-nya. Pada prinsipnya, menghitung IDC adalah sama dengan menghitung selisih *future value* pinjaman (nilai pinjaman pada saat COD) dan nilai pinjaman pada tahun *disbursement*-nya. IDC ini pada akhirnya akan

menambah jumlah pokok pinjaman pada saat COD. IDC dihitung dengan formula:

$$IDC = \sum_{t=1}^c C_{te} \{(1 + i_t)^{T_0-t} - 1\} \quad (4.5)$$

Dimana:

C_{te} : Komponen biaya investasi yang telah dieskalasi

i_t : Suku bunga

T_0 : Waktu COD (*Commercial Operation Date*)

t : Waktu disbursement biaya kapital

c : masa konstruksi

Hasil perhitungan *IDC* terhadap pinjaman dari ketiga bank untuk proyek PLTN AP1000 dan OPR1000 masing-masing dapat dilihat pada Tabel 4.25 dan Tabel 4.26.

Tabel 4.25 *IDC* Proyek PLTN AP1000 (dalam US\$)

Tahun konstruksi ke-	Bank X	Bank Y	Bank Z	
1	73.052.704	43.831.622	46.860.189	
2	133.445.630	80.067.378	84.400.319	
3	128.302.316	76.981.390	80.032.634	
4	30.417.809	18.250.685	18.718.651	
5	0	0	0	
Total IDC	365.218.459	219.131.075	230.011.794	814.361.327

Tabel 4.26 *IDC* Proyek PLTN OPR1000 (dalam US\$)

Tahun konstruksi ke-	Bank X	Bank Y	Bank Z	
1	31.296.385	18.777.831	20.075.294	
2	57.169.217	34.301.530	36.157.798	
3	54.965.779	32.979.467	34.286.646	
4	13.031.242	7.818.745	8.019.226	
5	0	0	0	
Total IDC	156.462.623	93.877.574	98.538.964	348.879.162

Dengan adanya faktor eskalasi maupun IDC ini dapat diketahui bahwa pengeluaran yang sesungguhnya untuk investasi bukan hanya *investment cost* saja, melainkan suatu *Capital Expenditure (Capex)* yang mempertimbangkan kedua faktor tersebut. Besarnya biaya investasi yang memasukkan eskalasi dan IDC dapat dilihat pada Tabel 4. 27.

Tabel 4.27 *Investment Cost* dengan Memasukkan Eskalasi dan IDC (dalam US\$)

	AP1000	OPR
Investment Cost Include Escalation	9.285.045.345	3.977.790.607
IDC	814.361.327	348.879.162
Investment Cost include escalation + IDC	10.099.406.672	4.326.669.769

Dari Tabel 4.27 dapat diketahui bahwa dengan memasukkan IDC, *Capital Expenditure* yang terjadi akan makin besar yaitu sebesar US\$ 10.099.406.672 pada PLTN AP1000 dan sebesar US\$ 4.326.669.769 pada PLTN OPR1000.

Pada studi ini diasumsikan *grace period* diberikan oleh *lender* selama masa konstruksi, dalam arti selama masa konstruksi pemilik proyek tidak dikenakan kewajiban membayar cicilan pokok (*principle*) maupun bunganya. *Grace period* ekstra diberikan untuk pembayaran cicilan pokok pada tahun pertama PLTN berproduksi, sehingga pada tahun pertama pemilik proyek hanya berkewajiban membayar bunga pinjaman. Akibat adanya *grace period* ekstra ini, maka pembayaran cicilan pokok yang seharusnya terjadi pada tahun pertama ditarik ke belakang yaitu didistribusikan pada tiga tahun terakhir dari *repayment periode* (tahun ke-18, ke-19 dan ke-20). Sehingga pada tiga tahun terakhir tersebut, pembayaran cicilan pokok lebih besar dibanding tahun-tahun sebelumnya. Adapun perhitungan tingkat bunga pinjamannya mengikuti metode tingkat bunga efektif. Dalam metode ini porsi bunga dihitung berdasarkan pokok hutang tersisa, sehingga nominal bunga yang dibayarkan semakin lama semakin menurun.

4.3.4. Perencanaan Penjualan

Pendapatan atau *revenue* diperoleh dari penjualan listrik dari BUMN PLTN (*NPP Company*) kepada PT PLN sebagai Pemegang Kuasa Usaha Ketenagalistrikan (PKUK). Harga jual listrik atau yang sering disebut tarif ini disepakati melalui suatu perjanjian yang disebut dengan PPA (*Power Purchase Agreement*).

Mengingat PLTN ini dialokasikan untuk memenuhi kebutuhan beban dasar, maka tarif listriknya tentu diharapkan harus dapat bersaing dengan pembangkit pemikul beban dasar yang lain dan berada di bawah tarif listrik dari pembangkit energi terbarukan. Pemerintah melalui Peraturan Menteri ESDM No 32 tahun 2009 menetapkan harga patokan tertinggi pembelian listrik tenaga panas bumi oleh PT PLN yaitu sebesar 9,7 *cent* US\$/kWh. Oleh karena itu dalam studi ini ditetapkan harga jual listrik PLTN kepada PT PLN adalah sebesar 8,5 *cent* US\$/kWh atau jika di-kurs-kan ke Rupiah adalah sebesar Rp 723,-/kWh, sebagaimana telah diuraikan pada Sub Bab 4.2.2.

Pendapatan dari proyek PLTN dapat dihitung dengan menggunakan formula:

$$\text{Revenue} = MW \times t \times CF \times P \quad (4.6)$$

Keterangan:

Revenue: Pendapatan (US\$)

MW : Kapasitas Pembangkit (MW) setelah dikurangi pemakaian sendiri

t : Lama waktu produksi listrik dalam 1 tahun (jam)

CF : Faktor Kapasitas

P : Harga jual Listrik (*cent* US\$/ kWh)

Dengan harga jual listrik sebesar 8,5 *cent* US\$/kWh dan energi listrik tahunan yang diproduksi sebesar 14.072.940 MWh, maka diperoleh pendapatan sebesar US\$ 1.196.199.900 setiap tahunnya.

4.3.5. Perencanaan Proyeksi Laba Rugi (*Profit & Loss Projection*)

Proyeksi laba Rugi merupakan laporan keuangan yang menggambarkan profitabilitas (tingkat laba) selama satu tahun.

Sebelum merencanakan proyeksi laba rugi, terdapat beberapa hal yang harus ditetapkan terlebih dahulu antara lain adalah metode penyusutan dan tarif pajak penghasilan. Penyusutan didefinisikan sebagai pengurangan nilai suatu aset akibat dari pemakaian atau berlalunya waktu. Jika asetnya berupa *tangible asset* (aset berwujud) maka penyusutannya disebut depresiasi, sedangkan jika asetnya berupa *intangible asset* (aset tak berwujud) maka penyusutannya disebut amortisasi. Dalam penelitian ini, metode depresiasi yang dipakai adalah depresiasi menurun ganda (*Double Declining Balance-DDB*), sedangkan untuk amortisasi menggunakan metode garis lurus (*straight line*).

Adapun tarif pajak penghasilan yang diberlakukan mengacu pada UU No. 36 Tahun 2008 tentang Perubahan keempat atas UU No. 7 Tahun 1983 tentang Pajak Penghasilan. Pasal 17 ayat (2a) menyebutkan bahwa tarif pajak yang diberlakukan terhadap wajib pajak badan dalam negeri dan bentuk usaha tetap adalah sebesar 25% yang mulai berlaku sejak tahun pajak 2010. Tarif pajak tersebut dikenakan terhadap penghasilan kena pajak (*earning before tax – EBT*). EBT diperoleh dengan cara: pendapatan yang diperoleh dari penjualan listrik dikurangi dengan biaya operasi, biaya penyusutan dan pembayaran bunga pinjaman. Proyeksi laba rugi proyek PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000 tahun ke-6 sampai dengan tahun ke-15 masing-masing ditunjukkan pada Tabel 4.29 dan Tabel 4.30.

Dari Tabel 4.29 diketahui bahwa pada 5 tahun pertama operasi, Proyek PLTN AP1000 masih mengalami rugi ditunjukkan dengan nilai *net profit* yang negatif. Proyek baru mulai untung pada tahun ke enam operasi. Sedangkan pada PLTN OPR1000, proyek sudah mengalami untung sejak tahun pertama operasi ditandai dengan *net profit* yang bernilai positif sejak tahun pertama PLTN beroperasi sebagaimana ditunjukkan oleh Tabel 4.30.

4.3.6. Perencanaan Proyeksi Arus Kas (*Cash Flow Projection*)

Laporan arus kas ditujukan untuk merekam aliran dana (*cash flow*) pada perusahaan. Laporan ini mengidentifikasi dari mana dana itu berasal dan untuk apa dana itu dibelanjakan (Walsh, C., 2003). Dengan demikian, laporan arus kas ini tentu saja memuat arus kas masuk (*cash inflow*) dan arus kas keluar (*cash*

outflow). Baik arus kas masuk maupun arus kas keluar dibedakan atas dua hal, yaitu: arus kas masuk/keluar yang berkaitan dengan investasi dan arus kas masuk/keluar yang berhubungan dengan kegiatan operasi perusahaan.

Tabel 4.31 dan Tabel 4.32 menunjukkan proyeksi arus kas pada proyek PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000 dari tahun proyek ke-1 sampai ke-10.

Dari Tabel 4.31 dan Tabel 4.32 tersebut dapat dilihat bahwa pada masa konstruksi (tahun proyek ke-1 sampai ke-5) arus kas masuk hanya berasal dari porsi pinjaman (*debt*) dan modal sendiri (*equity*) dan arus kas masuk tersebut semuanya teralokasi untuk investasi sehingga tidak ada surplus/defisit arus kas. Saat PLTN mulai beroperasi, mulai ada arus kas masuk dari hasil penjualan listrik dalam bentuk net profit dan biaya penyusutan (baik depresiasi maupun amortisasi) yang ditambahkan kembali sebagai *cash in* karena pada kenyataannya biaya penyusutan ini memang tidak dikeluarkan. Ia hanya berfungsi sebagai pengurang pajak. Selain itu, pada tahun ke-6 proyek (tahun ke-1 operasi) terdapat arus kas masuk dari pinjaman untuk modal kerja (*working capital debt*). Modal kerja ini digunakan untuk membiayai kegiatan operasi pada tahun pertama PLTN berproduksi. Pinjaman untuk *working capital* ini diasumsikan mendapatkan *grace period* ekstra, dimana pokok pinjaman baru dibayarkan pada akhir maturitas pinjaman yaitu tahun ke-20 dari umur PLTN (atau tahun ke-25 umur proyek). Jadi selama masa 20 tahun itu pemilik proyek hanya membayar bunganya saja. Tingkat bunga pinjaman untuk *working capital* ini diasumsikan sebesar 5,2%, sama dengan tingkat bunga *ECA*.

Arus kas keluar yang berkaitan dengan kegiatan investasi antara lain dialokasikan untuk membayar cicilan pokok dari pinjaman (*debt*). Adapun arus kas keluar untuk operasi antara lain teralokasi untuk inventori (persediaan) bahan bakar (Uranium).

4.3.7. Perencanaan Proyeksi Neraca Aktiva – Pasiva (*Balance Sheet*)

Neraca aktiva-passiva merupakan sarana untuk mengikhtisarkan apa-apa yang dimiliki oleh perusahaan (aset) dan apa yang menjadi kewajiban perusahaan (utang) dan perbedaan diantara keduanya (Permatasari, K., 2010). Tabel 4.33 dan

Tabel 4.34 menunjukkan proyeksi neraca aktiva - pasiva pada proyek PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000 dari tahun proyek ke-1 sampai ke-10 (5 tahun masa konstruksi dan 5 tahun pertama masa PLTN beroperasi).

Selama masa konstruksi/investasi, aktiva yang dimiliki perusahaan berupa *fixed asset* baik aset berwujud (*tangible asset*) maupun aset tak berwujud (*intangible asset*). Termasuk dalam kategori aset berwujud antara lain: *equipment* (gedung, mesin dan peralatan) dan *land acquisition*. Sedangkan nilai buku dari *mobilization work*, *professional fee*, *others cost* dan *IDC* dikategorikan sebagai aset tak berwujud. Karena *IDC* ini tidak benar-benar diterima sebagai dana pinjaman, maka dikatakan sebagai *IDC* yang dikapitalisasi (*IDC capitalization*). Nilai *fixed asset* pada tiap tahunnya merupakan akumulasi dari nilai *fixed asset* pada tahun sebelumnya dan penambahan *fixed asset* pada tahun tersebut.

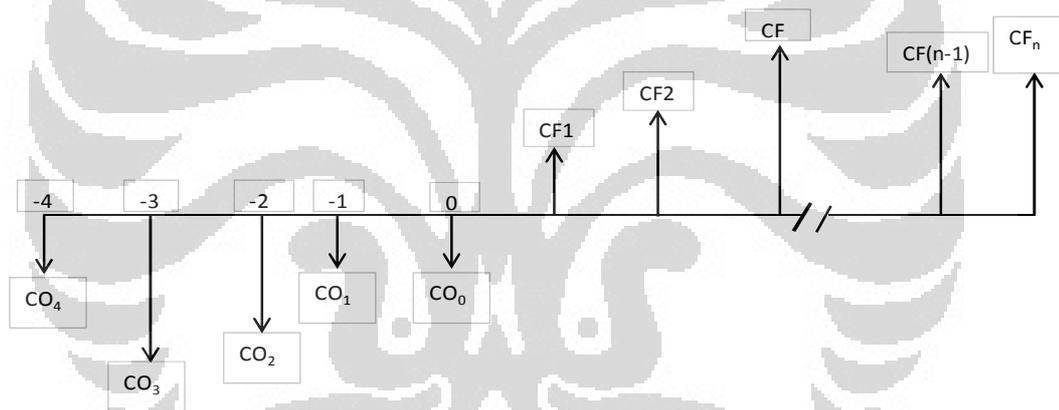
Pada sisi pasiva, ditandai dengan jumlah pinjaman (*debt*) yang makin lama makin bertambah selama masa konstruksi. Karena *IDC* menambah jumlah pokok utang, maka *IDC* ini juga dimasukkan sebagai *liability*. Selain pinjaman bank, pasiva perusahaan juga berupa setoran modal (*equity*) yang akumulasinya semakin bertambah selama masa ini.

Pada masa operasi/produksi, harta perusahaan berupa *cash ekuivalen* (uang tunai, dimana *working capital* termasuk didalamnya), persediaan (inventori) Uranium dan *fixed asset* yang telah dikurangi dengan penyusutan. Pada masa operasi ini *fixed asset* bernilai tetap karena tidak ada penambahan *fixed asset* lagi. *Cash ekuivalen* (uang tunai) didapatkan dari hasil perhitungan pada proyeksi arus kas.

Pada sisi hutang dan modal, jumlah hutang perusahaan pada masa operasi semakin berkurang karena perusahaan sudah mulai membayar cicilan pokok hutang sampai tahun ke-20 umur PLTN (tahun ke-25 umur proyek). Besarnya setoran modal (*equity*) tetap karena tidak ada lagi penambahan modal. Pada masa ini juga mulai ada *retained earning* (laba ditahan) yang diperoleh dari *net profit*. Namun, dalam kondisi dimana perusahaan mengalami rugi (*loss*), maka nilai kerugian ini akan mengurangi nilai buku dari *equity*.

4.3.8. Analisis Kelayakan Proyek

Analisis kelayakan proyek dilakukan dengan mengidentifikasi *outflow* (biaya investasi yang memasukkan faktor eskalasi dan IDC) dan *inflow* (EAT + biaya penyusutan + *terminal value*). Dalam studi ini diasumsikan *terminal value* dari *cashflow* proyek bernilai nol, semata-mata untuk menyederhanakan perhitungan. Biaya penyusutan ditambahkan kembali karena pada kenyataannya biaya ini memang tidak benar-benar dikeluarkan. Atas dasar hal inilah, maka untuk menghitung indikator-indikator kelayakan proyek diperlukan satu tabel tersendiri yang antara lain memuat elemen-elemen *outflow* dan *inflow* tersebut sebagaimana ditunjukkan oleh Tabel 4.34 untuk proyek PLTN AP1000 dan Tabel 4.35 untuk proyek PLTN OPR1000. Sedangkan diagram arus kas selama umur proyek ditunjukkan oleh Gambar 4.18.



Gambar 4.18 Diagram Arus Kas

Indikator-indikator kelayakan yang akan dihitung pada analisis deterministik antara lain meliputi:

- Analisis Nilai Sekarang Bersih (*Net Present Value - NPV*)
- Analisis Tingkat Pengembalian Internal (*Internal Rate of Return - IRR*)
- Analisis Manfaat Biaya (*Benefit Cost Ratio - BCR*)
- Analisis Periode Pengembalian (*Pay Back Period - PBP*)

Perlu dijelaskan bahwa basis waktu yang digunakan dalam perhitungan NPV adalah saat COD (yang pada studi ini ditetapkan pada tahun terakhir masa konstruksi atau dengan kata lain tahun ke-0 masa operasi PLTN). Oleh karena itu,

Universitas Indonesia

investment cost yang dicairkan (*di-disburse*) selama masa konstruksi di-*future value*-kan ke saat COD dan proyeksi *inflow* selama masa operasi PLTN di-*present value*-kan ke saat COD. Metode yang digunakan dalam perhitungan ini adalah metode ekonomi teknik.

Hasil perhitungan indikator kelayakan proyek PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000 dirangkum dalam Tabel 4.36

Tabel 4.28 Hasil Perhitungan Indikator Kelayakan Proyek PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000

No	Indikator Kelayakan	Satuan	Teknologi PLTN	
			AP1000	OPR1000
1	NPV	US\$	(6.374.253.190)	1.327.668.126
2	IRR	%	4,74%	12,25%
3	BCR		0,48	1,25
4	PBP	tahun, bulan	16 tahun; 10,5 bulan	6 tahun; 3,5 bulan

Hasil perhitungan menunjukkan bahwa proyek PLTN AP1000 dinilai tidak layak untuk dijalankan pada penggunaan tarif listrik sebesar 8,5 cent US\$/kWh dan *discount rate* sebesar 10%, ditunjukkan dengan NPV yang bernilai negatif dan nilai IRR yang lebih kecil dari nilai MARR (*Minimum attractive Rate of Return*) yang ditetapkan (yaitu sebesar 10%). Sedangkan proyek PLTN OPR1000 dinilai layak untuk dijalankan karena NPV bernilai positif dan nilai IRR yang diperoleh lebih besar dari nilai MARR. Perlu dijelaskan bahwa karena salah satu pilihan proyek bernilai tidak layak, maka tidak berlaku kaidah *incremental analysis* untuk *multiple alternatives* (Blank & Tarquin, 2008).

Ketidaklayakan proyek PLTN AP1000 pada kondisi pemakaian tarif atau harga jual listrik sebesar 0,85 cent US\$/kWh dan *discount rate* 10% ini antara lain disebabkan oleh tingginya *investment cost* teknologi PLTN AP1000 (lebih dari dua kali lipat *investment cost* PLTN OPR1000). Karena *investment cost* ini memegang porsi 70% - 80% pada komposisi LUEC maka berakibat pada tingginya harga LUEC PLTN AP1000 yaitu sebesar 9,8246 cent US\$/kWh.

Tabel 4.29 Proyeksi Laba Rugi Proyek PLTN AP1000

Keterangan (dalam US\$)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Penjualan Listrik	1.196.199.900									
Biaya Operasional										
Fix O&M Cost	124.687.682	128.880.198	133.218.836	137.708.926	142.356.003	147.165.816	152.144.337	157.297.767	162.632.550	168.155.380
Biaya bahan bakar	92.551.709	93.014.468	93.479.540	93.946.938	94.416.672	94.888.756	95.363.199	95.840.015	96.319.216	96.800.812
Var O&M Cost	1.185.185	1.220.741	1.257.363	1.295.084	1.333.936	1.373.954	1.415.173	1.457.628	1.501.357	1.546.398
Total Biaya Operasional	218.424.576	223.115.406	227.955.739	232.950.947	238.106.612	243.428.526	248.922.709	254.595.411	260.453.123	266.502.590
Pendapatan Operasional (EBITDA)	977.775.324	973.084.494	968.244.161	963.248.953	958.093.288	952.771.374	947.277.191	941.604.489	935.746.777	929.697.310
Penyusutan										
Depresiasi	631.272.369	559.465.137	498.728.845	447.059.280	402.838.940	364.760.685	331.766.588	302.998.955	277.761.067	255.485.724
Amortisasi	213.875.149	213.875.149	213.875.149	213.875.149	213.875.149	213.875.149	213.875.149	213.875.149	213.875.149	213.875.149
Total penyusutan	845.147.519	773.340.287	712.603.994	660.934.429	616.714.089	578.635.834	545.641.738	516.874.105	491.636.216	469.360.873
EBIT	132.627.806	199.744.207	255.640.167	302.314.523	341.379.199	374.135.540	401.635.453	424.730.385	444.110.561	460.336.438
Interest (Bunga)	426.178.582	415.599.578	394.441.571	373.283.563	352.125.556	330.967.549	309.809.541	288.651.534	267.493.527	246.335.519
EBT	(293.550.776)	(215.855.371)	(138.801.403)	(70.969.040)	(10.746.357)	43.167.991	91.825.912	136.078.851	176.617.034	214.000.918
Pajak (Tax)	0	0	0	0	0	(10.791.998)	(22.956.478)	(34.019.713)	(44.154.259)	(53.500.230)
Net Profit (EAT)	(293.550.776)	(215.855.371)	(138.801.403)	(70.969.040)	(10.746.357)	32.375.993	68.869.434	102.059.138	132.462.776	160.500.689

Tabel 4.30 Proyeksi Laba Rugi Proyek PLTN OPR1000

Keterangan (dalam US\$)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Penjualan Listrik	1.196.199.900									
Biaya Operasional										
Fix O&M Cost	108.269.450	112.100.066	116.072.649	120.192.748	124.466.142	128.898.849	133.497.138	138.267.536	143.216.844	148.352.147
Biaya bahan bakar	92.551.709	93.014.468	93.479.540	93.946.938	94.416.672	94.888.756	95.363.199	95.840.015	96.319.216	96.800.812
Var O&M Cost	1.185.185	1.220.741	1.257.363	1.295.084	1.333.936	1.373.954	1.415.173	1.457.628	1.501.357	1.546.398
Total Biaya Operasional	202.006.344	206.335.275	210.809.552	215.434.770	220.216.751	225.161.560	230.275.510	235.565.179	241.037.416	246.699.357
Pendapatan Operasional	994.193.556	989.864.625	985.390.348	980.765.130	975.983.149	971.038.340	965.924.390	960.634.721	955.162.484	949.500.543
Penyusutan										
Depresiasi	270.442.330	239.679.515	213.659.583	191.523.912	172.579.551	156.266.509	142.131.564	129.807.271	118.995.150	109.452.208
Amortisasi	91.625.892	91.625.892	91.625.892	91.625.892	91.625.892	91.625.892	91.625.892	91.625.892	91.625.892	91.625.892
Total penyusutan	362.068.222	331.305.407	305.285.474	283.149.803	264.205.442	247.892.401	233.757.456	221.433.163	210.621.042	201.078.099
EBIT	632.125.333	658.559.218	680.104.874	697.615.327	711.777.707	723.145.939	732.166.934	739.201.558	744.541.442	748.422.444
Interest (Bunga)	184.303.759	179.771.626	170.707.360	161.643.093	152.578.827	143.514.561	134.450.295	125.386.028	116.321.762	107.257.496
EBT	447.821.574	478.787.592	509.397.514	535.972.233	559.198.880	579.631.378	597.716.639	613.815.530	628.219.680	641.164.948
Pajak (Tax)	(111.955.394)	(119.696.898)	(127.349.378)	(133.993.058)	(139.799.720)	(144.907.845)	(149.429.160)	(153.453.882)	(157.054.920)	(160.291.237)
Net Profit (EAT)	335.866.181	359.090.694	382.048.135	401.979.175	419.399.160	434.723.534	448.287.479	460.361.647	471.164.760	480.873.711

Tabel 4.31 Proyeksi Arus Kas Proyek PLTN AP1000 (dalam US\$)

YEAR	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CASH IN FLOW										
<i>Cash in flow from investment activity</i>										
Debt										
- Investment debt	649.953.174	1.624.882.935	2.404.826.744	1.169.915.713	649.953.174					
- Working Capital debt						58.046.814				
Equity										
- Investment Portion from equity	341.326.867	678.940.760	1.004.832.325	488.837.347	271.576.304					
- Working Capital from equity						24.877.206				
Total Cash In flow from Investment activity	991.280.041	2.303.823.696	3.409.659.069	1.658.753.061	921.529.478	82.924.020				
<i>Cash in flow from operation activity</i>										
Net Profit	0	0	0	0	0	(293.550.776)	(215.855.371)	(138.801.403)	(70.969.040)	(10.746.357)
Depreciation & Amortization						845.147.519	773.340.287	712.603.994	660.934.429	616.714.089
TOTAL CASH IN FLOW	991.280.041	2.303.823.696	3.409.659.069	1.658.753.061	921.529.478	634.520.762	557.484.915	573.802.590	589.965.389	605.967.732
CASH OUT FLOW										
<i>Cash out flow from investment activity</i>										
Investment	991.280.041	2.303.823.696	3.409.659.069	1.658.753.061	921.529.478	0				
Principle Repayment :										
- Investment Loan						0	324.976.587	324.976.587	324.976.587	324.976.587
- IDC Loan						0	40.718.066	40.718.066	40.718.066	40.718.066
- Working Capital Loan						0	0	0	0	0
Total Cash Out from invest activity	991.280.041	2.303.823.696	3.409.659.069	1.658.753.061	921.529.478	0	365.694.653	365.694.653	365.694.653	365.694.653
<i>Cash out flow from operation activity</i>										
Increment of Inventory						8.161.526	40.808	41.012	41.217	41.423
TOTAL CASH OUT FLOW	991.280.041	2.303.823.696	3.409.659.069	1.658.753.061	921.529.478	8.161.526	365.735.461	365.735.665	365.735.870	365.736.076
SURPLUS / (DEFISIT)	0	0	0	0	0	626.359.236	191.749.454	208.066.925	224.229.519	240.231.656
BEGINNING CASH BALANCE	0	0	0	0	0	0	626.359.236	818.108.690	1.026.175.616	1.250.405.135
ENDING CASH BALANCE	0	0	0	0	0	626.359.236	818.108.690	1.026.175.616	1.250.405.135	1.490.636.791

Tabel 4.32 Proyeksi Arus Kas Proyek PLTN OPR1000

YEAR	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CASH IN FLOW										
<i>Cash in flow from investment activity</i>										
Debt										
- Investment debt	278.445.342	696.113.356	1.030.247.767	501.201.616	278.445.342					
- Working Capital debt						58.046.814				
Equity										
- Investment Portion from equity	146.227.267	290.863.865	430.478.521	209.421.983	116.345.546					
- Working Capital from equity						24.877.206				
Total Cash In flow from Investment activity	424.672.610	986.977.221	1.460.726.288	710.623.599	394.790.889	82.924.020				
<i>Cash in flow from operation activity</i>										
Net Profit	0	0	0	0	0	335.866.181	359.090.694	382.048.135	401.979.175	419.399.160
Depreciation & Amortization						362.068.222	331.305.407	305.285.474	283.149.803	264.205.442
TOTAL CASH IN FLOW	424.672.610	986.977.221	1.460.726.288	710.623.599	394.790.889	780.858.423	690.396.101	687.333.610	685.128.979	683.604.602
CASH OUT FLOW										
<i>Cash out flow from investment activity</i>										
Investment	424.672.610	986.977.221	1.460.726.288	710.623.599	394.790.889	0				
Principle Repayment :										
- Investment Loan						0	139.222.671	139.222.671	139.222.671	139.222.671
- IDC Loan						0	17.443.958	17.443.958	17.443.958	17.443.958
- Working Capital Loan						0	0	0	0	0
Total Cash Out from invest activity	424.672.610	986.977.221	1.460.726.288	710.623.599	394.790.889	0	156.666.629	156.666.629	156.666.629	156.666.629
<i>Cash out flow from operation activity</i>										
Increment of Inventory						8.161.526	40.808	41.012	41.217	41.423
TOTAL CASH OUT FLOW	424.672.610	986.977.221	1.460.726.288	710.623.599	394.790.889	8.161.526	156.707.437	156.707.641	156.707.846	156.708.052
SURPLUS / (DEFISIT)	0	0	0	0	0	772.696.897	533.688.664	530.625.969	528.421.132	526.896.550
BEGINNING CASH BALANCE	0	0	0	0	0	0	772.696.897	1.306.385.561	1.837.011.530	2.365.432.663
ENDING CASH BALANCE	0	0	0	0	0	772.696.897	1.306.385.561	1.837.011.530	2.365.432.663	2.892.329.212

Tabel 4.33 Proyeksi Neraca Aktiva Pasiva Proyek PLTN AP1000

Keterangan (US\$)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CURRENT ASSET										
Cash Ekuivalen	0	0	0	0	0	626.359.236	818.108.690	1.026.175.616	1.250.405.135	1.490.636.791
Inventory	0	0	0	0	0	8.161.526	8.202.334	8.243.346	8.284.562	8.325.985
Total Current Asset	0	0	0	0	0	634.520.762	826.311.024	1.034.418.961	1.258.689.697	1.498.962.776
FIXED ASSET										
Land Acquisition	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563
Equipment	789.090.462	2.761.816.616	5.681.451.325	7.101.814.156	7.890.904.618	7.890.904.618	7.890.904.618	7.890.904.618	7.890.904.618	7.890.904.618
Depreciation Accumulation						(631.272.369)	(1.190.737.507)	(1.689.466.351)	(2.136.525.631)	(2.539.364.572)
Book Value tangible Asset	858.841.025	2.831.567.179	5.751.201.888	7.171.564.719	7.960.655.181	7.329.382.811	6.769.917.674	6.271.188.829	5.824.129.549	5.421.290.609
Pre Operating Cost	132.439.016	463.536.558	953.560.918	1.191.951.148	1.324.390.164	1.324.390.164	1.324.390.164	1.324.390.164	1.324.390.164	1.324.390.164
IDC Capitalization	81.436.133	285.026.465	586.340.156	732.925.195	814.361.327	814.361.327	814.361.327	814.361.327	814.361.327	814.361.327
Amotization Accum.						(213.875.149)	(427.750.298)	(641.625.447)	(855.500.597)	(1.069.375.746)
Book Value intangible Asset	213.875.149	748.563.022	1.539.901.074	1.924.876.342	2.138.751.492	1.924.876.342	1.711.001.193	1.497.126.044	1.283.250.895	1.069.375.746
TOTAL ASSET	1.072.716.174	3.580.130.201	7.291.102.962	9.096.441.061	10.099.406.672	9.888.779.916	9.307.229.892	8.802.733.835	8.366.070.141	7.989.629.131
LIABILITY										
Investment Loan	649.953.174	2.274.836.110	4.679.662.854	5.849.578.567	6.499.531.742	6.499.531.742	6.174.555.155	5.849.578.567	5.524.601.980	5.199.625.393
IDC Loan	81.436.133	285.026.465	586.340.156	732.925.195	814.361.327	814.361.327	773.643.261	732.925.195	692.207.128	651.489.062
Working Capital Loan						58.046.814	58.046.814	58.046.814	58.046.814	58.046.814
Total Liability	731.389.307	2.559.862.574	5.266.003.010	6.582.503.762	7.313.893.069	7.371.939.883	7.006.245.230	6.640.550.576	6.274.855.923	5.909.161.269
EQUITY										
Equity	341.326.867	1.020.267.627	2.025.099.952	2.513.937.299	2.785.513.604	2.810.390.810	2.810.390.810	2.810.390.810	2.810.390.810	2.810.390.810
Retained Earning	0	0	0	0	0	(293.550.776)	(509.406.147)	(648.207.551)	(719.176.591)	(729.922.948)
Total Equity	341.326.867	1.020.267.627	2.025.099.952	2.513.937.299	2.785.513.604	2.516.840.033	2.300.984.662	2.162.183.259	2.091.214.219	2.080.467.862
TOTAL LIABILITY & EQUITY	1.072.716.174	3.580.130.201	7.291.102.962	9.096.441.061	10.099.406.672	9.888.779.916	9.307.229.892	8.802.733.835	8.366.070.141	7.989.629.131
Parity Check ---->	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabel 4.34 Proyeksi Neraca Aktiva Pasiva Proyek PLTN OPR1000

Keterangan (US\$)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CURRENT ASSET										
Cash Ekuivalen	0	0	0	0	0	626.359.236	818.108.690	1.026.175.616	1.250.405.135	1.490.636.791
Inventory	0	0	0	0	0	8.161.526	8.202.334	8.243.346	8.284.562	8.325.985
Total Current Asset	0	0	0	0	0	634.520.762	826.311.024	1.034.418.961	1.258.689.697	1.498.962.776
FIXED ASSET										
Land Acquisition	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563
Equipment	789.090.462	2.761.816.616	5.681.451.325	7.101.814.156	7.890.904.618	7.890.904.618	7.890.904.618	7.890.904.618	7.890.904.618	7.890.904.618
Depresiation Accumulation						(631.272.369)	(1.190.737.507)	(1.689.466.351)	(2.136.525.631)	(2.539.364.572)
Book Value tangible Asset	858.841.025	2.831.567.179	5.751.201.888	7.171.564.719	7.960.655.181	7.329.382.811	6.769.917.674	6.271.188.829	5.824.129.549	5.421.290.609
Pre Operating Cost	132.439.016	463.536.558	953.560.918	1.191.951.148	1.324.390.164	1.324.390.164	1.324.390.164	1.324.390.164	1.324.390.164	1.324.390.164
IDC Capitalization	81.436.133	285.026.465	586.340.156	732.925.195	814.361.327	814.361.327	814.361.327	814.361.327	814.361.327	814.361.327
Amotization Accum.						(213.875.149)	(427.750.298)	(641.625.447)	(855.500.597)	(1.069.375.746)
Book Value intangible Asset	213.875.149	748.563.022	1.539.901.074	1.924.876.342	2.138.751.492	1.924.876.342	1.711.001.193	1.497.126.044	1.283.250.895	1.069.375.746
TOTAL ASSET	1.072.716.174	3.580.130.201	7.291.102.962	9.096.441.061	10.099.406.672	9.888.779.916	9.307.229.892	8.802.733.835	8.366.070.141	7.989.629.131
LIABILITY										
Investment Loan	649.953.174	2.274.836.110	4.679.662.854	5.849.578.567	6.499.531.742	6.499.531.742	6.174.555.155	5.849.578.567	5.524.601.980	5.199.625.393
IDC Loan	81.436.133	285.026.465	586.340.156	732.925.195	814.361.327	814.361.327	773.643.261	732.925.195	692.207.128	651.489.062
Working Capital Loan						58.046.814	58.046.814	58.046.814	58.046.814	58.046.814
Total Liability	731.389.307	2.559.862.574	5.266.003.010	6.582.503.762	7.313.893.069	7.371.939.883	7.006.245.230	6.640.550.576	6.274.855.923	5.909.161.269
EQUITY										
Equity	341.326.867	1.020.267.627	2.025.099.952	2.513.937.299	2.785.513.604	2.810.390.810	2.810.390.810	2.810.390.810	2.810.390.810	2.810.390.810
Retained Earning	0	0	0	0	0	(293.550.776)	(509.406.147)	(648.207.551)	(719.176.591)	(729.922.948)
Total Equity	341.326.867	1.020.267.627	2.025.099.952	2.513.937.299	2.785.513.604	2.516.840.033	2.300.984.662	2.162.183.259	2.091.214.219	2.080.467.862
TOTAL LIABILITY & EQUITY	1.072.716.174	3.580.130.201	7.291.102.962	9.096.441.061	10.099.406.672	9.888.779.916	9.307.229.892	8.802.733.835	8.366.070.141	7.989.629.131
Parity Check ---->	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabel 4.35 Proyeksi Kelayakan Investasi Proyek PLTN AP1000

Keterangan (dalam US\$)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EAT						(293.550.776)	(215.855.371)	(138.801.403)	(70.969.040)	(10.746.357)
Depresiasi						845.147.519	773.340.287	712.603.994	660.934.429	616.714.089
Capital Investment	(991.280.041)	(2.303.823.696)	(3.409.659.069)	(1.658.753.061)	(921.529.478)					
IDC					(814.361.327)					
OUTFLOW	(991.280.041)	(2.303.823.696)	(3.409.659.069)	(1.658.753.061)	(1.735.890.805)					
INFLOW						551.596.742	557.484.915	573.802.590	589.965.389	605.967.732
FV outflow ke saat COD	(1.451.333.108)	(3.066.389.339)	(4.125.687.474)	(1.824.628.367)	(1.735.890.805)					
PV Inflow ke saat COD						501.451.584	460.731.335	431.106.379	402.954.299	376.258.286
Akumulasi Outflow ke saat COD					(12.203.929.093)					
Akumulasi Inflow ke saat COD					5.829.675.903					
NPV					(6.374.253.190)					
IRR (%)					4,49%					
BCR					0,48					
Payback Period					16 tahun	10,5 bulan				

Tabel 4.36 Proyeksi Kelayakan Investasi Proyek PLTN OPR1000

Keterangan (dalam US\$)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EAT						335.866.181	359.090.694	382.048.135	401.979.175	419.399.160
Depresiasi						362.068.222	331.305.407	305.285.474	283.149.803	264.205.442
Capital Investment	(424.672.610)	(986.977.221)	(1.460.726.288)	(710.623.599)	(394.790.889)					
IDC					(348.879.162)					
OUTFLOW	(424.672.610)	(986.977.221)	(1.460.726.288)	(710.623.599)	(743.670.050)					
INFLOW						697.934.403	690.396.101	687.333.610	685.128.979	683.604.602
FV outflow ke saat COD	(621.763.168)	(1.313.666.682)	(1.767.478.808)	(781.685.959)	(743.670.050)					
PV Inflow ke saat COD						634.485.821	570.575.290	516.403.914	467.952.311	424.464.674
Akumulasi Outflow ke saat COD					(5.228.264.668)					
Akumulasi Inflow ke saat COD					6.555.932.794					
NPV					1.327.668.126					
IRR (%)					12,25%					
BCR					1,25					
Payback Period					6 tahun	3,5 bulan				

4.3.9. Analisis Sensitivitas Pada proyek PLTN AP1000

Hasil NPV yang negatif dan IRR yang kurang dari nilai MARR pada analisis kelayakan finansial proyek PLTN AP1000 di atas terjadi pada pemakaian tarif listrik sebesar 8,5 cent US\$/kWh dan *discount rate* sebesar 10%. Adakalanya ketidaklayakan hasil dari studi kelayakan tidak menjadi harga mati bagi ditolaknya suatu usulan investasi. Pada kondisi tertentu, kadang-kadang membuat suatu usulan investasi yang sebenarnya tidak layak secara finansial tetap urgen untuk dijalankan. Hal ini biasanya terjadi pada proyek-proyek infrastruktur publik. Untuk proyek PLTN AP1000 ini misalnya, bisa jadi proyek ini tetap akan berjalan jika pemerintah memang berkomitmen untuk tetap memilih teknologi Westinghouse ini. Oleh karena itu, suatu analisis sensitivitas yang membantu memberikan informasi pada kondisi seperti apa proyek PLTN AP1000 ini dinilai layak untuk dijalankan, kiranya perlu dilakukan. Analisis sensitivitas dilakukan terhadap tiga faktor yang dinilai mempengaruhi kelayakan suatu proyek, yaitu: *discount rate*, tarif listrik dan *biaya investasi*.

4.3.9.1. Sensitivitas *Discount Rate* Terhadap Kelayakan Proyek PLTN AP1000

Faktor *discount rate* dipilih karena nilai ini digunakan untuk mendiskonto *cashflow* proyek. Semakin tinggi nilai *discount rate* mengandung arti bahwa tingkat resiko (*risk*) dari usulan proyek tersebut dipersepsikan tinggi. Jika resiko tinggi maka tentu saja IRR atau tingkat pengembalian yang dipersyaratkan oleh calon investor juga tinggi. Tabel 4.37 menunjukkan hasil sensitivitas *discount rate* terhadap indikator kelayakan proyek.

Tabel 4.37 Sensitivitas *Discount Rate* Terhadap Indikator Kelayakan Proyek PLTN AP1000

Keterangan	Nilai discount rate			
	10%	7,50%	5%	4%
NPV (US\$)	-6.374.253.190	-4.122.533.403	-864.571.811	902.116.841
IRR	4,74%	4,63%	4,51%	4,51%
BCR	0,48	0,65	0,92	1,08
PBP	16 tahun; 10,5 bulan			

Dari Tabel 4.37 tersebut terlihat bahwa usulan proyek PLTN AP1000 yang ditolak pada *discount rate* 10% menjadi diterima pada *discount rate* 4%, karena pada *discount rate* ini nilai IRR sebesar 4,51% yang diperoleh dari perhitungan sudah lebih besar dibanding MARR yang ditetapkan (4%) sehingga usulan proyek dinilai layak untuk dijalankan.

Lazimnya, IEA membagi *discount rate* yang dipakai dalam perhitungan LUEC menjadi dua kategori yaitu (IEA, 2010):

- Kategori tinggi: 10%
- Digunakan untuk negara-negara dengan *country risk* yang relatif tinggi
- Kategori rendah: 5%

Digunakan untuk negara-negara dengan *country risk* yang relatif rendah

Untuk keperluan studi, kadang-kadang para peneliti menambahkan satu kategori *discount rate* yang moderat yaitu sekitar 7,5 – 8%. Penurunan *discount rate* dari 10% menjadi sebesar 4% dapat ditafsirkan sebagai bentuk adanya jaminan dari pemerintah (*government guarantee*) sehingga tingkat resiko (*risk*) proyek turun menyerupai kondisi di negara maju.

4.3.9.2. Sensitivitas Tarif Listrik Terhadap Kelayakan Proyek PLTN AP1000

Tarif listrik menjadi salah satu faktor yang disensitivitaskan mengingat nilai tarif atau harga jual listrik ini akan menentukan besarnya pendapatan (*revenue*) yang diperoleh perusahaan, sehingga pada akhirnya

akan menentukan kelayakan dari usulan proyek. Sensitivitas tarif listrik dilakukan dengan mengubah nilai tarif menjadi empat yaitu: 8,5 cent US\$/kWh, 10 cent US\$/kWh, 13 cent US\$/kWh dan 15 cent US\$/kWh. Sedangkan nilai *discount rate* tetap sebesar 10%. Hasil sensitivitas tarif listrik terhadap kelayakan proyek PLTN AP1000 ditunjukkan pada Tabel 4.38.

Tabel 4.38 Sensitivitas Tarif Listrik Terhadap Indikator Kelayakan Proyek PLTN AP1000

Keterangan	Tarif Listrik (cent US\$/kWh)			
	8,5	10,0	13,0	15,0
NPV (US\$)	-6.374.253.190	-4.697.828.601	-1.587.525.760	472.721.296
IRR	4,74%	6,82%	8,81%	10,35%
BCR	0,48	0,62	0,87	1,04
PBP	16 tahun; 10,5 bulan	13 tahun; 2,5 bulan	9 tahun; 3,3 bulan	7 tahun; 9,4 bulan

Hasil sensitivitas tarif listrik terhadap indikator kelayakan yang terdapat pada Tabel 4.38 menunjukkan bahwa jika nilai *discount rate* tetap bernilai 10% maka usulan proyek PLTN AP1000 baru akan bernilai layak jika tarif listrik dinaikkan menjadi 15 cent US\$/kWh. Hal ini ditandai dengan perolehan nilai NPV yang positif dan nilai IRR yang lebih besar dari MARR (10%).

4.3.9.3. Sensitivitas Investment Cost Terhadap Kelayakan Proyek PLTN AP1000

Nilai *investment cost* sangat mempengaruhi kelayakan usulan proyek PLTN karena biaya ini menggambarkan besarnya pengorbanan yang harus dikeluarkan untuk membangun sebuah PLTN. Oleh karena itu biaya ini termasuk salah satu faktor yang disensitivitaskan. Pada studi ini disensitivitaskan 5 nilai *investment cost* yaitu: *base case*, *base case* - 10%, *base case* - 20%, *base case* - 30%, *base case* - 40% dan *base case* - 50%. Nilai *base case* yang dimaksud adalah sebesar 4.379 US\$/kWe. Tabel 4.39

menunjukkan sensitivitas nilai *investment cost* terhadap kelayakan proyek PLTN AP1000.

Tabel 4.39 Sensitivitas *Investment Cost* Terhadap Kelayakan Proyek

Keterangan	Investment Cost (US\$/kWe)					
	Base Case (4379)	Base Case - 10%	Base Case - 20%	Base Case - 30%	Base Case - 40%	Base Case - 50%
NPV (US\$)	-6.374.253.190	-4.949.050.796	-3.560.695.938	-2.218.594.563	-883.765.538	451.063.486
IRR	4,74%	5,34%	6,31%	7,45%	8,85%	10,67%
BCR	0,48	0,55	0,64	0,74	0,88	1,07
PBP	16 tahun;	14 tahun;	12 tahun;	10 tahun;	9 tahun;	7 tahun;
	10,5 bulan	8,9 bulan	8,6 bulan	9,9 bulan	0,8 bulan	4,8 bulan

Hasil sensitivitas *investment cost* terhadap kelayakan proyek yang ditunjukkan oleh Tabel 4.39 menunjukkan bahwa dengan nilai *discount rate* yang tetap bernilai 10% dan tarif listrik tetap sebesar 8,5 cent US\$/kWh, maka proyek PLTN AP1000 baru akan layak dijalankan jika nilai *investment cost*-nya diturunkan menjadi setengah dari harga semula (base case – 50%) atau menjadi sekitar 2.200 US\$/kWe. Nilai *investment cost* sebesar 2.200 US\$/kWe ini hampir sama dengan nilai *investment cost* PLTN AP1000 yang dibangun di China yaitu sebesar 2.302 US\$/kWe (OECD, 2010).

Berdasar uraian di atas diketahui bahwa terdapat 3 alternatif kondisi yang membuat usulan investasi proyek PLTN AP1000 bernilai layak untuk dijalankan, yaitu:

- *Discount rate* diturunkan dari 10% menjadi sekitar 4%, menyerupai kondisi di negara maju.
- Tarif listrik dinaikkan dari 8,5 cent US\$/kWh menjadi 15 cent US\$/kWh
- *Investment cost* diturunkan dari *base case* (4379 US\$/kWe) menjadi setengahnya (sekitar 2.200 US\$/kWe)

Alternatif kenaikan tarif atau harga jual listrik menjadi 15 cent US\$/kWh dinilai kurang menarik karena harga jual listrik ke PLN ini tentunya nanti akan diteruskan (*di-pass trough*) ke konsumen (masyarakat). Tarif atau harga jual listrik yang sangat tinggi ini tentu menjadi tidak kompetitif karena berada jauh di atas tarif listrik dari pembangkit pemikul beban dasar pada umumnya.

Alternatif yang paling ideal sebenarnya adalah jika *investment cost* dapat diturunkan menjadi setengahnya seperti yang terjadi di negara China. Namun hal ini diperkirakan sulit terjadi untuk proyek PLTN pertama di Indonesia, terlebih jika mengacu pada pengalaman Korea dalam mengembangkan program nuklirnya dimana proyek PLTN pertama adalah berupa *turn key* (proyek terima jadi), maka ketergantungan terhadap negara luar sebagai kontraktor utama tentu tak bisa dihindarkan.

Karena berbagai kendala tersebut, maka alternatif kondisi yang paling mungkin untuk membuat usulan proyek PLTN AP1000 bernilai layak adalah dengan menurunkan nilai *discount rate* menjadi 4% dengan kata lain adanya jaminan penuh dari pemerintah (*Government Guarantee*) sehingga resiko proyek turun.

4.4. Analisis Probabilistik Pada Indikator Kelayakan

Sebagaimana analisis probabilistik yang telah dilakukan pada LUEC, maka analisis inipun berbasis pada mensimulasikan keterkaitan diantara variabel-variabel ketidakpastian sebagai masukan (*input*) dan dilihat pengaruhnya terhadap variabel keluaran (*output*). Variabel-variabel ketidakpastian yang telah didefinisikan fungsi probabilitasnya dan disimulasikan pengaruhnya terhadap LUEC, kali ini akan disimulasikan kembali pengaruhnya terhadap indikator kelayakan proyek. Indikator kelayakan yang dianalisis dengan simulasi montecarlo hanya NPV dan IRR, dengan pertimbangan kedua indikator inilah yang memperhatikan *time value of money* dalam perhitungannya.

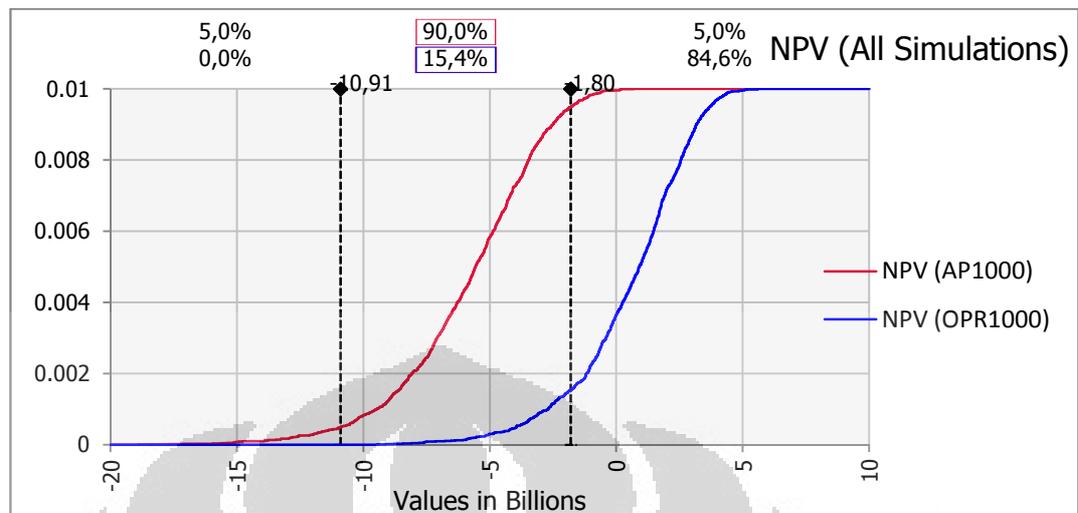
4.4.1. Hasil Analisis Probabilistik Indikator Kelayakan pada Kondisi *Base Case*

Sebagaimana pada analisis probabilistik terhadap LUEC maka pada analisis probabilistik terhadap indikator kelayakan ini kondisi *base case* ditetapkan pada *lead time* 5 tahun.

Tabel 4.40 menunjukkan statistik hasil simulasi terhadap NPV proyek PLTN AP1000 maupun OPR1000 pada kondisi *Base Case* dengan *discount rate* 10%. Sedangkan Gambar 4.19 menunjukkan grafik fungsi distribusi kumulatifnya.

Tabel 4.40 Statistik Hasil Simulasi terhadap NPV Proyek PLTN AP1000 dan OPR1000 pada Kondisi *Base Case*

Statistik	NPV (US\$)	
	AP1000	OPR1000
Minimum	-18.870.000.000	-9.433.000.000
Maximum	684.189.637	5.601.000.000
Mean	-5.852.000.000	517.924.831
Std Deviasi	2.841.000.000	2.397.000.000



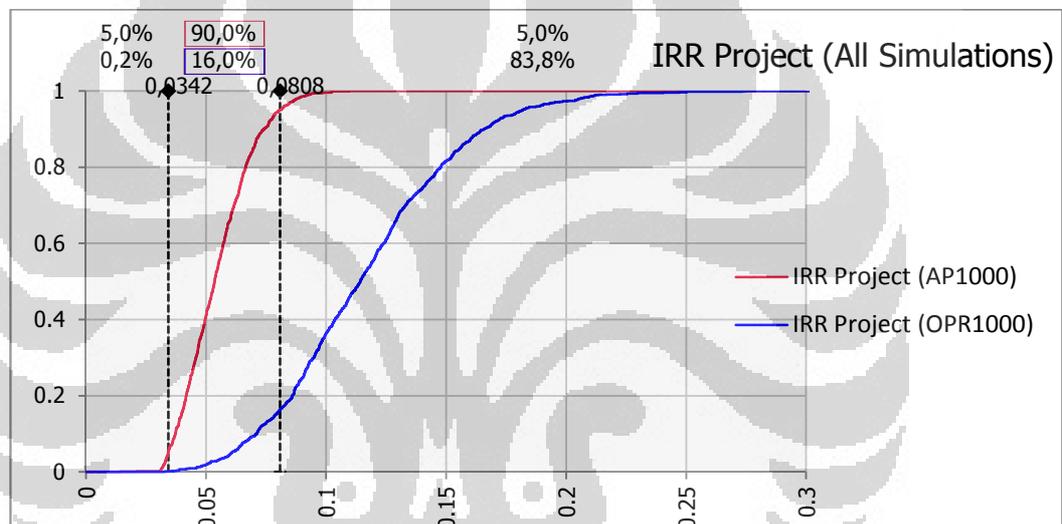
Gambar 4.19 Fungsi Distribusi Kumulatif NPV Proyek PLTN AP1000 dan OPR1000 pada Kondisi *Base Case*

Tabel 4.40 menunjukkan bahwa pada discount rate 10%, nilai rata-rata NPV proyek PLTN AP1000 yang terbentuk adalah US\$ -5.852.000.000, sedangkan rata-rata NPV proyek PLTN OPR adalah sebesar US\$ 517.924.831. Nilai rata-rata NPV yang negatif pada proyek PLTN AP1000 menunjukkan bahwa proyek tidak layak dijalankan pada *discount rate* 10%. Oleh karena itu, probabilitas terjadinya NPV negatif pada proyek PLTN AP1000 adalah lebih dari 95%, sedangkan pada proyek PLTN OPR1000 probabilitas terjadinya NPV negatif sekitar 37%.

Adapun Tabel 4.41 menunjukkan statistik hasil simulasi terhadap IRR proyek PLTN AP1000 maupun OPR1000 pada kondisi *Base Case* dan Gambar 4.20 menunjukkan grafik fungsi distribusi kumulatifnya.

Tabel 4.41 Statistik Hasil Simulasi Terhadap IRR Proyek PLTN AP1000 dan OPR1000 pada Kondisi *Base Case*

Statistik	IRR (%)	
	AP1000	OPR1000
Minimum	1,42%	3,29%
Maximum	10,94%	27,45%
Mean	5,48%	11,68%
Std Deviasi	1,43%	3,77%

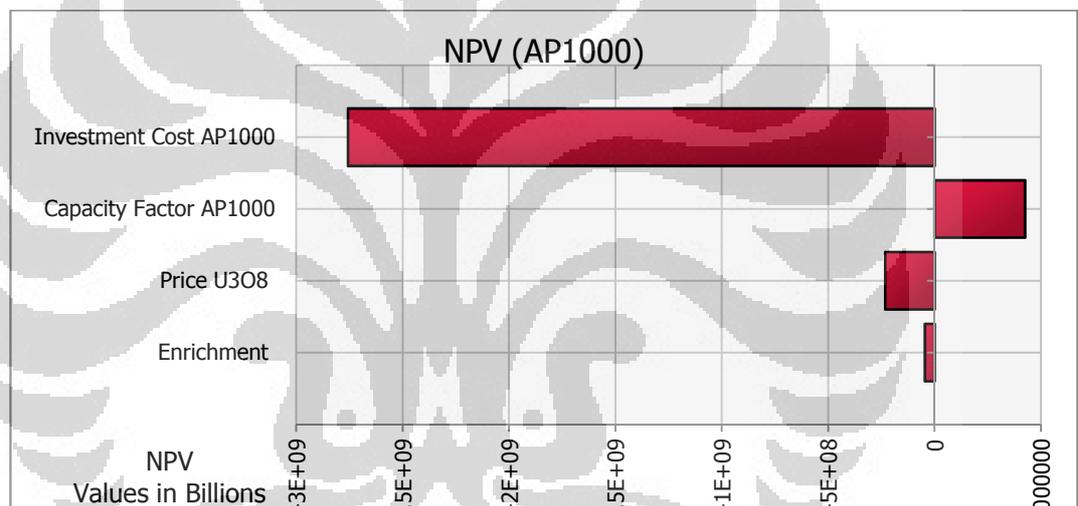


Gambar 4.20 Fungsi Distribusi Kumulatif IRR Proyek PLTN AP1000 dan OPR1000 pada Kondisi *Base Case*

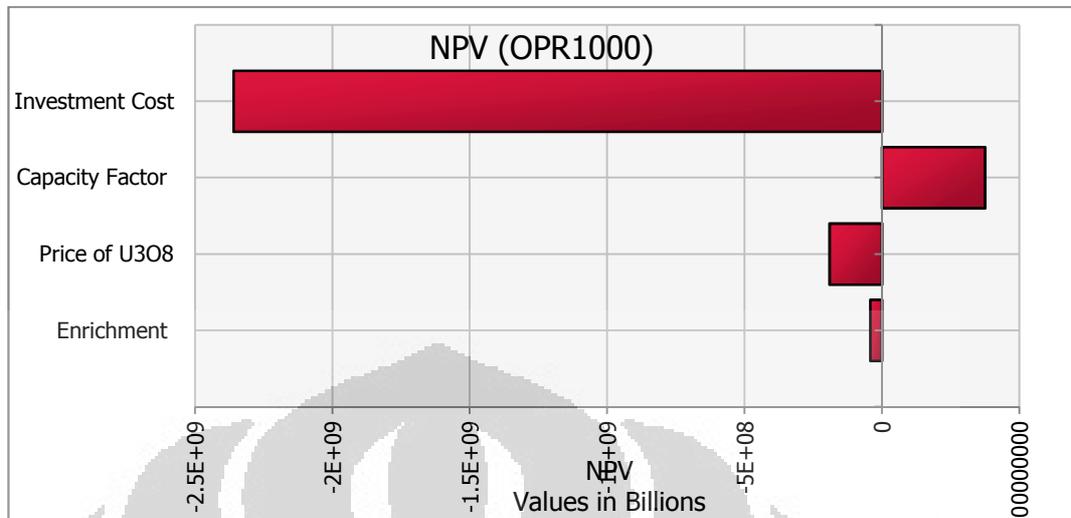
Dari tinjauan IRR, ketidaklayakan proyek PLTN AP1000 untuk dijalankan pada *discount rate* 10% ditunjukkan dengan nilai rata-rata IRR yang kurang dari nilai MARR yang ditetapkan (10%) sebagaimana ditunjukkan oleh Tabel 4.41. Hasil ini diperkuat dengan Gambar 4.20 yang menunjukkan bahwa probabilitas terjadinya IRR kurang dari 10% adalah di atas angka 95%, sedangkan pada proyek PLTN OPR1000 probabilitas untuk terjadinya IRR kurang dari 10% adalah sekitar 37%.

4.4.2. Analisis Sensitivitas Terhadap Indikator Kelayakan Proyek

Sebagaimana pada analisis probabilistik terhadap LUEC, sebelum analisis sensitivitas dilakukan, akan sangat membantu jika dibuat suatu tornado diagram untuk mengetahui variabel-variabel ketidakpastian mana saja yang penting untuk disensitivitaskan terhadap indikator kelayakan proyek. Gambar 4.21 dan Gambar 4.22 masing-masing menunjukkan tornado diagram NPV proyek PLTN AP1000 dan OPR1000. Sedangkan Gambar 4.23 dan Gambar 4.24 menunjukkan tornado diagram IRR proyek PLTN AP1000 dan OPR1000.

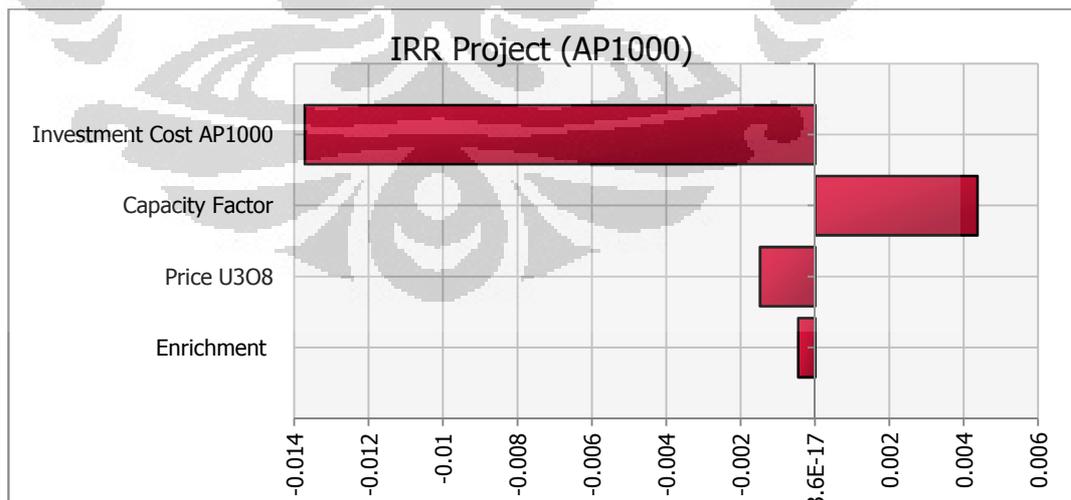


Gambar 4.21 Tornado Diagram NPV AP1000

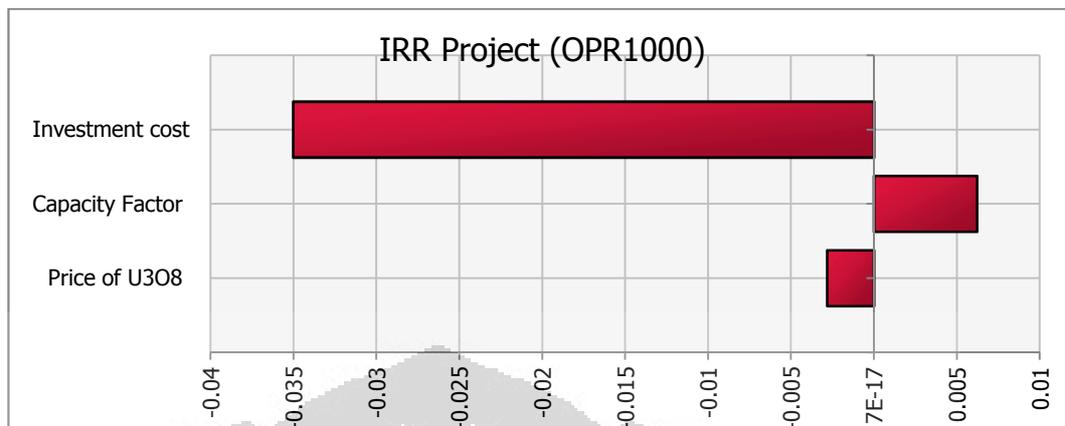


Gambar 4.22 Tornado Diagram NPV OPR1000

Dari Gambar 4.21 dan Gambar 4.22 terlihat bahwa tiga variabel ketidakpastian yang sangat mempengaruhi indikator kelayakan baik pada PLTN AP1000 maupun PLTN OPR1000 adalah: *investment cost*, faktor kapasitas dan harga Uranium alam (U_3O_8).



Gambar 4.23 Tornado Diagram IRR Proyek PLTN AP1000



Gambar 4.24 Tornado Diagram IRR Proyek PLTN OPR1000

Berdasar Gambar 4.23 dan Gambar 4.24 terlihat bahwa tiga variabel ketidakpastian yang sangat mempengaruhi IRR proyek adalah: *investment cost*, faktor kapasitas dan harga Uranium alam (U_3O_8), sama seperti pada tornado diagram NPV. Oleh karena itu analisis sensitivitas akan dilakukan terhadap ketiga variabel ketidakpastian tersebut ditambah dengan sensitivitas *lead time*.

4.4.2.1. Sensitivitas *Investment Cost* Terhadap Indikator Kelayakan

Sensitivitas *investment cost* terhadap indikator kelayakan dilakukan dengan merubah nilai *investment cost* menjadi sebesar *Base Case* $\pm 20\%$ dan dilihat pengaruhnya terhadap nilai NPV dan IRR proyek PLTN AP1000 maupun PLTN OPR1000. Nilai *Base Case investment cost* yang dimaksud adalah 4.379 cent US\$/kWe pada PLTN AP1000 dan 1.876 cent US\$/kWe untuk PLTN OPR1000. Pada analisis sensitivitas ini, *discount rate* yang digunakan pada proyek PLTN AP1000 adalah 4%.

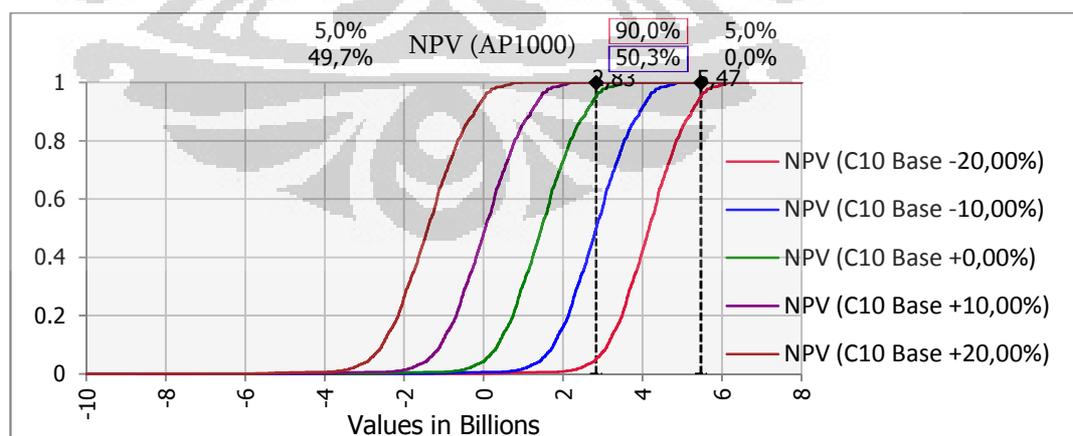
Tabel 4.42 dan Tabel 4.43 menunjukkan statistik hasil sensitivitas perubahan *investment cost* terhadap NPV proyek PLTN AP1000 maupun PLTN OPR1000. Sedangkan Gambar 4.25 dan Gambar 4.26 menunjukkan grafik fungsi distribusi kumulatifnya.

Tabel 4.42 Hasil Sensitivitas *Investment Cost* terhadap NPV
Proyek PLTN AP1000

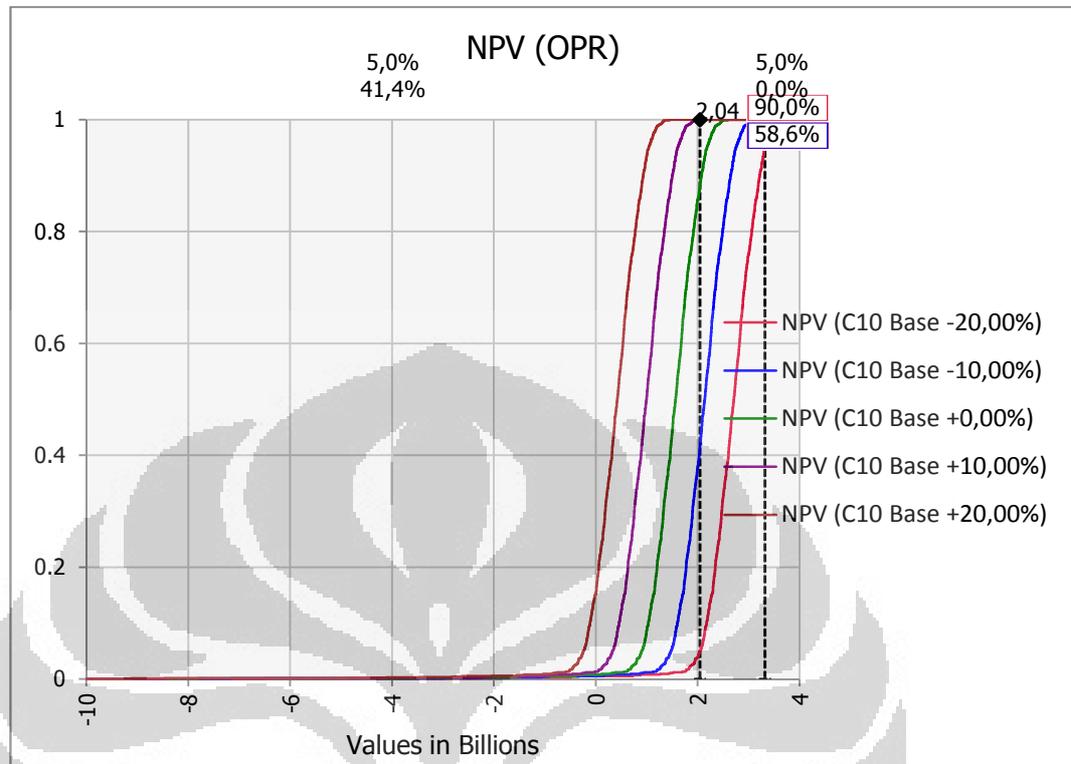
Sensitivitas <i>Investment Cost</i>	Nilai (US\$/kWe)	NPV (US\$)			
		Minimum			Minimum
Base - 20%	3.503	-2.774.110.843	6.338.662.254	4.146.946.845	855.994.741
Base - 10%	3.941	-4.268.215.238	5.052.044.736	2.815.435.525	879.213.448
Base	4.379	-5.762.319.634	3.729.054.175	1.437.800.452	900.140.882
Base + 10%	4.817	-7.256.424.029	2.366.038.970	22.786.075	919.083.217
Base + 20%	5.255	-8.751.033.450	964.383.259	-1.423.131.527	935.736.016

Tabel 4.43 Hasil Sensitivitas *Investment Cost* Terhadap NPV
Proyek PLTN OPR1000

Sensitivitas <i>Investment Cost</i>	Nilai (US\$/kWe)	NPV (US\$)			
		Minimum			Minimum
Base - 20%	1.501	-6.507.403.948	3.737.009.868	2.674.444.606	558.763.094
Base - 10%	1.688	-7.160.015.886	3.165.158.018	2.102.451.788	560.626.884
Base	1.876	-7.812.627.824	2.593.306.168	1.530.421.424	562.814.031
Base + 10%	2.064	-8.465.239.762	2.021.454.318	958.371.282	565.174.180
Base + 20%	2.251	-9.117.851.700	1.449.602.469	386.286.251	567.769.862



Gambar 4.25 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas *Investment Cost*
Terhadap NPV Proyek PLTN AP1000



Gambar 4.26 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas *Investment Cost* Terhadap NPV Proyek PLTN OPR1000

Hasil sensitivitas *investment cost* terhadap NPV sebagaimana yang ditunjukkan oleh Tabel 4.42 dan Tabel 4.43 menunjukkan bahwa semakin tinggi *investment cost* akan berakibat pada makin rendahnya nilai NPV yang diperoleh, baik pada proyek PLTN AP1000 maupun PLTN OPR1000. Kenaikan *investment cost* sebesar 20% dari Base Case pada proyek PLTN AP1000 bahkan menghasilkan nilai rata-rata NPV yang negatif, meskipun *discount rate* yang digunakan adalah 4%. Hal ini menunjukkan bahwa jika *investment cost* naik sebesar 20% maka proyek PLTN AP1000 dinilai tidak layak untuk dijalankan. Dengan kata lain, kenaikan nilai *investment cost* yang masih bisa diterima oleh proyek PLTN AP1000 adalah kenaikan sebesar kurang dari 20% nilai Base Case

Dari grafik fungsi distribusi kumulatif hasil sensitivitas *investment cost* terhadap NPV proyek PLTN AP1000 yang ditunjukkan oleh Gambar 4.25 terlihat bahwa makin tinggi *investment cost* akan berakibat pada makin tinggi pula probabilitas NPV negatif yang diperoleh oleh proyek, yaitu sebesar 5% pada Base case, sekitar 50% pada Base Case + 10% dan sebesar 95% pada Base Case + 20%. Ini berarti, pada *discount rate* 4% nilai *investment cost* maksimum PLTN AP1000 yang masih bisa diterima jika diinginkan NPV negatif maksimum 5% adalah sebesar *Base Case* (4.379 cent US\$/kWh). Hal ini dikarenakan pada *investment cost* sebesar *Base Case* – 10% dan *Base Case* – 20%, tak ada probabilitas NPV negatif yang terjadi pada proyek PLTN AP1000.

Hal yang sama terjadi pada proyek PLTN OPR1000, dimana makin tinggi *investment cost* akan berakibat pada makin tingginya probabilitas terjadinya NPV negatif sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 4.26. Pada *investment cost* sebesar *Base Case* – 20%, *Base Case* – 10% dan *Base Case*, probabilitas terjadinya NPV negatif hampir 0%. Sedangkan pada *investment cost* sebesar *Base Case* +20%, terdapat probabilitas terjadinya NPV negatif yaitu sekitar 17%.

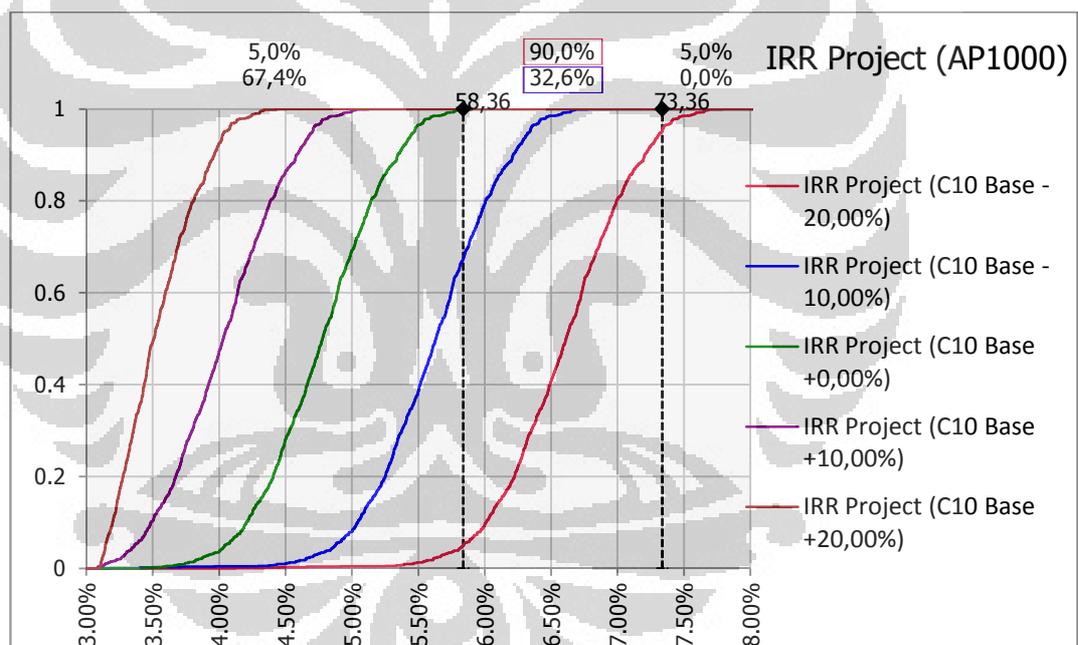
Tabel 4.44 dan Tabel 4.45 menunjukkan statistik hasil sensitivitas *investment cost* terhadap IRR proyek PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000. Sedangkan Gambar 4.27 dan Gambar 4.28 menunjukkan grafik fungsi distribusi kumulatifnya.

Tabel 4.44 Statistik hasil sensitivitas perubahan *investment cost* terhadap IRR proyek PLTN AP1000

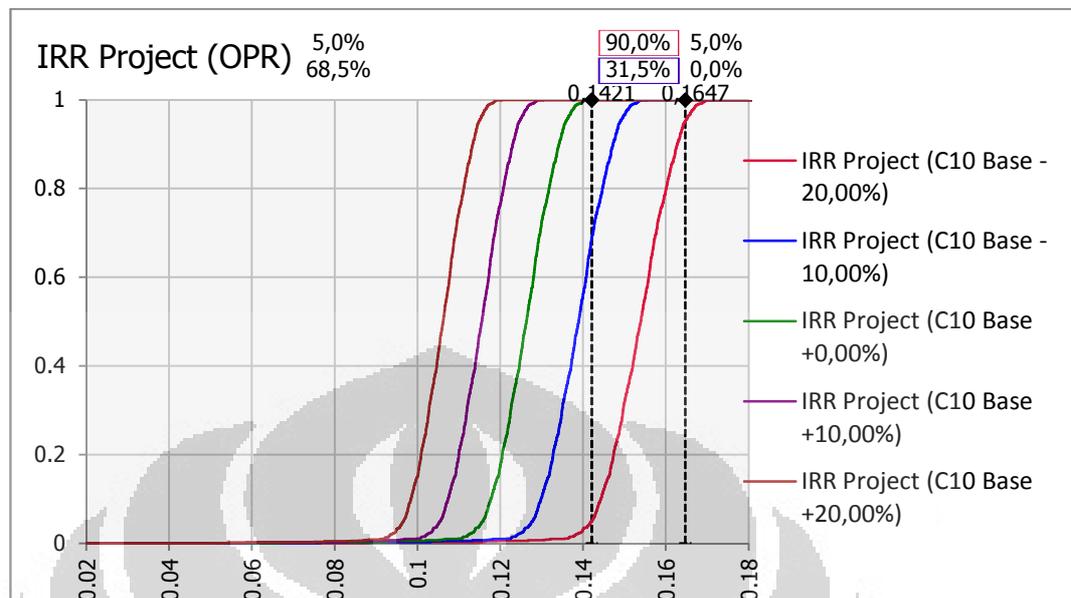
Sensitivitas Investment Cost	Nilai (US\$/kWe)	Statistic			
		Minimum	Maximum	Mean	Standar Deviasi
Base - 20%	3.503	4,12%	7,79%	6,60%	0,47%
Base - 10%	3.941	3,18%	6,78%	5,62%	0,46%
Base	4.379	3,14%	5,90%	4,77%	0,43%
Base + 10%	4.817	3,08%	5,12%	4,03%	0,41%
Base + 20%	5.255	3,10%	4,43%	3,55%	0,29%

Tabel 4.45 Statistik hasil sensitivitas perubahan *investment cost* terhadap IRR proyek PLTN OPR1000

Sensitivitas Investment Cost	Nilai (US\$/kWe)	Statistic			
		Minimum	Maximum	Mean	Standar Deviasi
Base - 20%	1.501	5,29%	17,15%	15,34%	0,84%
Base - 10%	1.688	4,20%	15,55%	13,84%	0,79%
Base	1.876	3,23%	14,20%	12,58%	0,76%
Base + 10%	2.064	2,35%	13,04%	11,51%	0,72%
Base + 20%	2.251	5,09%	12,04%	10,58%	0,63%



Gambar 4.27 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas *Investment Cost* Terhadap IRR Proyek PLTN AP1000



Gambar 4.28 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas *Investment Cost* IRR Proyek PLTN OPR1000

Adapun berdasar indikator IRR yang ditunjukkan oleh Tabel 4.27 untuk PLTN AP1000 dan Tabel 4.28 untuk proyek PLTN OPR terlihat bahwa kenaikan nilai *investment cost* berakibat pada makin menurunnya nilai rata-rata IRR yang diperoleh.

Grafik fungsi distribusi kumulatif IRR yang terdapat pada Gambar 4.27 untuk proyek PLTN AP1000 menunjukkan bahwa pada nilai *investment cost* sebesar Base Case, Base Case + 10% dan Base Case + 20% terdapat probabilitas terjadinya nilai IRR < 4%, yaitu masing-masing sebesar 5% pada Base Case, 45% pada Base Case +10% dan sebesar 95% pada Base Case + 20%. Dengan kata lain, pada nilai *investment cost* sebesar Base Case probabilitas proyek PLTN AP1000 tidak layak adalah sebesar 5%.

Adapun pada proyek PLTN OPR1000 sebagaimana ditunjukkan oleh Gambar 4.28, probabilitas IRR < 10% (artinya proyek tidak layak) adalah sekitar 17% pada *investment cost* sebesar Base case + 20%.

4.4.2.2. Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap Indikator Kelayakan

Sebagaimana pada analisis probabilistik terhadap LUEC, variabel faktor kapasitas diasumsikan mengikuti distribusi Pert dengan nilai parameter: minimum 75%, *most likely* 85% dan maksimum 95%.

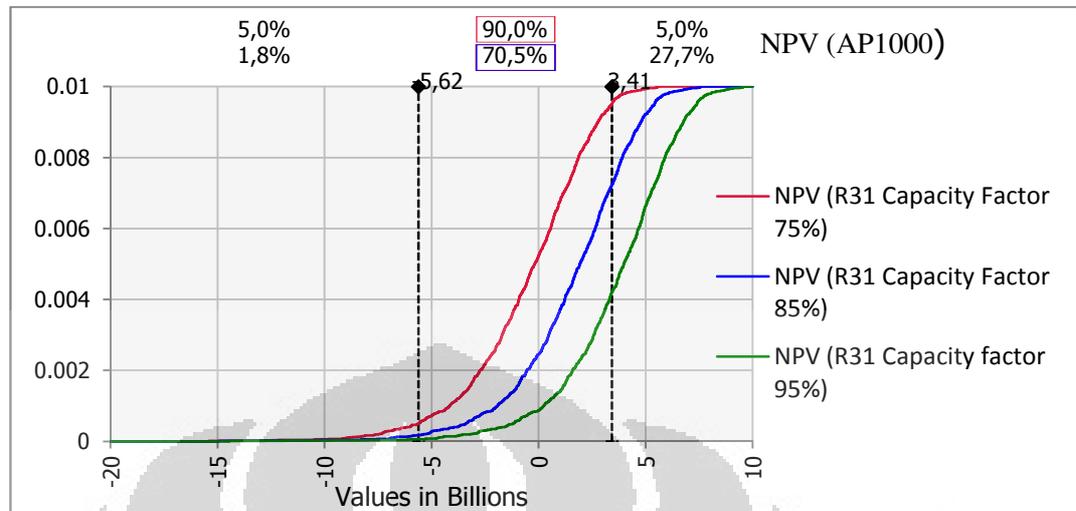
Tabel 4.46 dan Tabel 4.47 menunjukkan statistik hasil sensitivitas perubahan faktor kapasitas terhadap NPV proyek PLTN AP1000 dan OPR1000. Sedangkan Gambar 4.29 dan Gambar 4.30 menunjukkan grafik fungsi distribusi kumulatifnya.

Tabel 4.46 Statistik Hasil Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap NPV Proyek PLTN AP1000

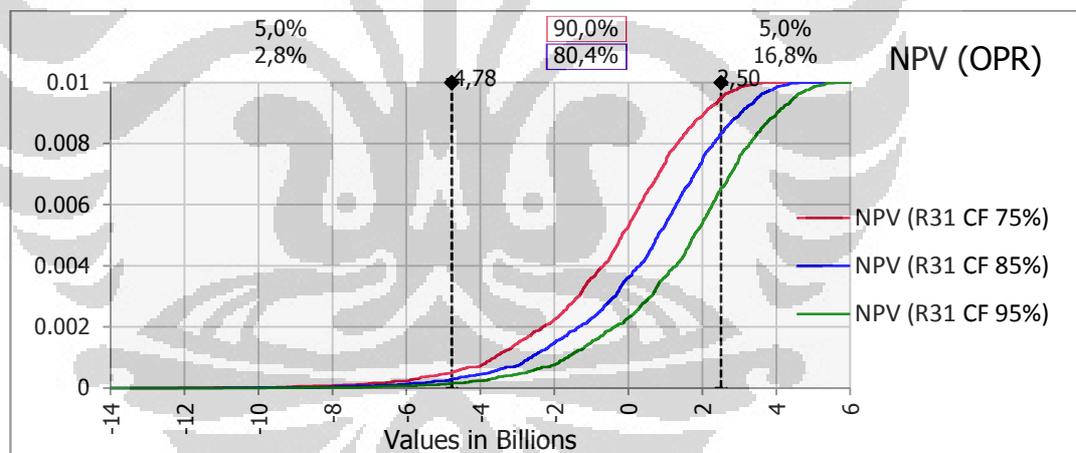
Faktor Kapasitas	NPV (US\$)			
	Minimum	Maximum	Mean	Standar deviasi
75%	-15.402.653.937	5.560.761.948	-526.325.178	2.862.134.610
85%	-14.918.094.348	7.559.379.821	1.584.011.940	2.816.311.421
95%	-14.433.534.758	9.557.997.694	3.643.140.791	2.777.256.507

Tabel 4.47 Hasil Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap NPV Proyek PLTN OPR1000

Faktor Kapasitas	NPV (US\$)			
	Minimum	Maximum	Mean	Standar deviasi
75%	-12.157.004.439	3.645.432.345	-548.399.893	2.294.658.162
85%	-10.963.180.267	4.631.754.086	435.230.250	2.278.806.498
95%	-9.793.399.246	5.618.075.827	1.414.274.757	2.272.884.756



Gambar 4.29 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap NPV Proyek PLTN AP1000



Gambar 4.30 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap NPV Proyek PLTN OPR1000

Hasil sensitivitas faktor kapasitas terhadap indikator kelayakan NPV yang terdapat pada Tabel 4.46 dan Tabel 4.47 menunjukkan bahwa semakin tinggi faktor kapasitas akan berakibat pada makin tingginya nilai NPV. Pada faktor kapasitas 75%, baik proyek PLTN AP1000 (dengan *discount rate* 4%) maupun PLTN OPR (dengan *discount rate* 10%) akan menghasilkan nilai

rata-rata NPV yang negatif. Artinya kedua proyek tidak layak untuk dijalankan jika faktor kapasitas pembangkitnya hanya sebesar 75%.

Grafik fungsi distribusi kumulatif NPV hasil simulasi faktor kapasitas yang terdapat dalam Gambar 4.29 dan Gambar 4.30 menunjukkan bahwa pada proyek PLTN AP1000 probabilitas terjadinya NPV negatif masing-masing adalah sebesar 10% pada faktor kapasitas 95%, sebesar 25% pada faktor kapasitas 85% dan sebesar 50% pada faktor kapasitas 75%. Sedangkan pada proyek PLTN OPR, probabilitas terjadinya NPV negatif masing-masing adalah sebesar 23% pada faktor kapasitas 95%, sebesar 36% pada faktor kapasitas 85% dan sebesar 55% pada faktor kapasitas 75%. Hasil ini juga menunjukkan bahwa pada faktor kapasitas yang sama tetapi *discount rate* berbeda (4% pada PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000) menghasilkan probabilitas terjadinya NPV negatif yang lebih kecil pada PLTN AP1000.

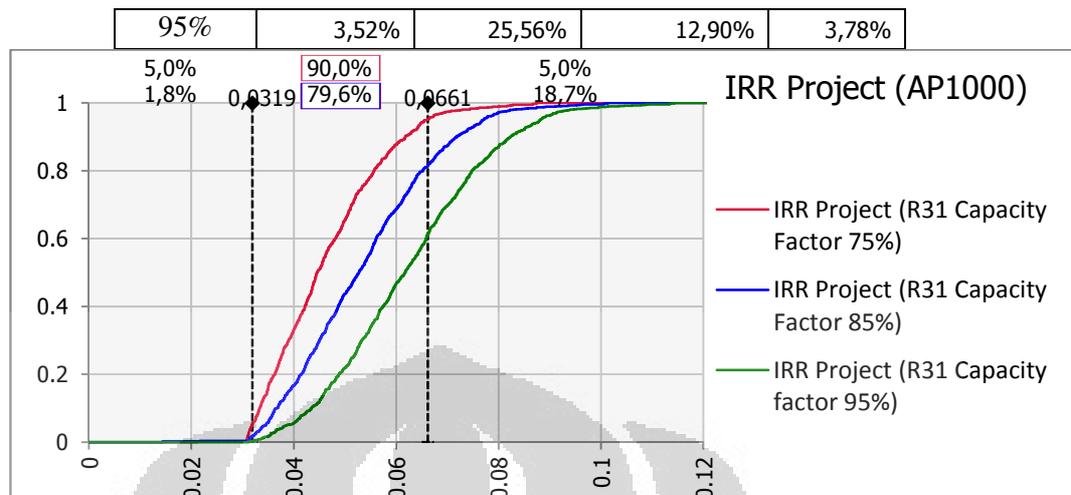
Tabel 4.48 dan Tabel 4.49 menunjukkan hasil sensitivitas faktor kapasitas terhadap IRR proyek PLTN AP1000 dan OPR1000. Sedangkan Gambar 4.31 dan Gambar 4.32 menunjukkan fungsi distribusi kumulatifnya.

Tabel 4.48 Hasil Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap IRR Proyek PLTN AP1000

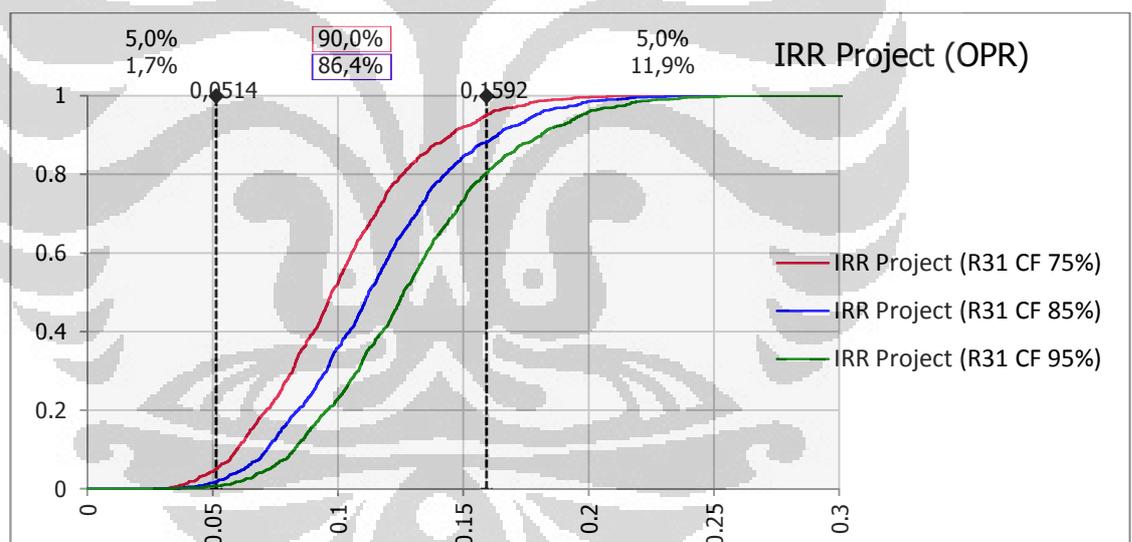
<i>Capacity Factor</i>	IRR (%)			
	Minimum	Maximum	Mean	Standar deviasi
75%	2,12%	8,74%	4,65%	1,11%
85%	1,43%	10,13%	5,37%	1,36%
95%	3,12%	11,43%	6,25%	1,51%

Tabel 4.49 Hasil Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap IRR Proyek PLTN OPR1000

<i>Capacity Factor</i>	IRR (%)			
	Minimum	Maximum	Mean	Standar deviasi
75%	3,16%	21,04%	10,02%	3,26%
85%	3,63%	23,38%	11,51%	3,53%



Gambar 4.31 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap IRR Proyek PLTN AP1000



Gambar 4.32 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas Faktor Kapasitas Terhadap IRR Proyek PLTN OPR1000

Berdasar indikator IRR yang ditunjukkan oleh Tabel 4.48 untuk PLTN AP1000 dan Tabel 4.49 untuk proyek PLTN OPR1000 terlihat bahwa kenaikan nilai faktor kapasitas berakibat pada makin besarnya nilai rata-rata IRR yang diperoleh baik pada proyek PLTN AP1000 maupun pada proyek PLTN OPR1000.

Grafik fungsi distribusi kumulatif IRR yang terdapat pada Gambar 4.31 untuk proyek PLTN AP1000 dan pada Gambar 4.32 untuk proyek PLTN OPR menunjukkan bahwa probabilitas terjadinya $IRR < 4\%$ pada proyek PLTN AP1000 (artinya proyek dinilai tidak layak) adalah sebesar 5% pada faktor kapasitas 95%, sebesar 15% pada faktor kapasitas 85% dan sebesar 35% pada faktor kapasitas 75%. Sedangkan pada proyek PLTN OPR1000, probabilitas terjadinya $IRR < 10\%$ pada proyek PLTN OPR1000 (artinya proyek PLTN OPR dinilai tidak layak) adalah sekitar 23% pada faktor kapasitas 95%, sebesar 36% pada faktor kapasitas 85% dan sekitar 55% pada faktor kapasitas 75%.

Probabilitas terjadinya proyek tidak layak (ditunjukkan dengan nilai NPV negatif dan IRR yang kurang dari nilai MARR) yang lebih besar pada PLTN OPR1000 dibanding PLTN AP1000 pada faktor kapasitas yang sama menunjukkan pentingnya peranan penetapan *discount rate* dalam penentuan layak tidaknya suatu usulan proyek. Secara logika, probabilitas terjadinya proyek tidak layak pada PLTN OPR seharusnya lebih kecil mengingat *investment cost*-nya lebih kecil dibanding *investment cost* PLTN AP1000. Akan tetapi pada sensitivitas faktor kapasitas ini probabilitas terjadinya proyek tidak layak pada PLTN OPR lebih besar dibanding PLTN AP1000 untuk nilai faktor kapasitas yang sama, hal ini dikarenakan pada analisis sensitivitas ini PLTN AP1000 menggunakan *discount rate* 4% sedangkan PLTN OPR1000 menggunakan *discount rate* 10%. Hasil ini juga mengandung pesan bahwa *government guarantee* sangat diperlukan karena usulan proyek PLTN OPR1000 yang bernilai layak pada analisis deterministik, ternyata menghasilkan probabilitas NPV negatif yang cukup besar pada analisis probabilistik (yaitu sebesar 23% pada faktor kapasitas 95%, sebesar 36% pada faktor kapasitas 85% dan sekitar 55% pada faktor kapasitas 75%). Dengan adanya *government guarantee*, *discount rate* dapat diturunkan dan secara otomatis probabilitas terjadinya NPV negatif diharapkan juga akan turun.

4.4.2.3. Sensitivitas Harga U_3O_8 Terhadap Indikator Kelayakan

Sensitivitas harga Uranium alam (U_3O_8) dilakukan dengan merubah harganya menjadi sebesar Base Case $\pm 20\%$, dimana nilai *Base Case* -nya sebesar US\$ 146 per kg.

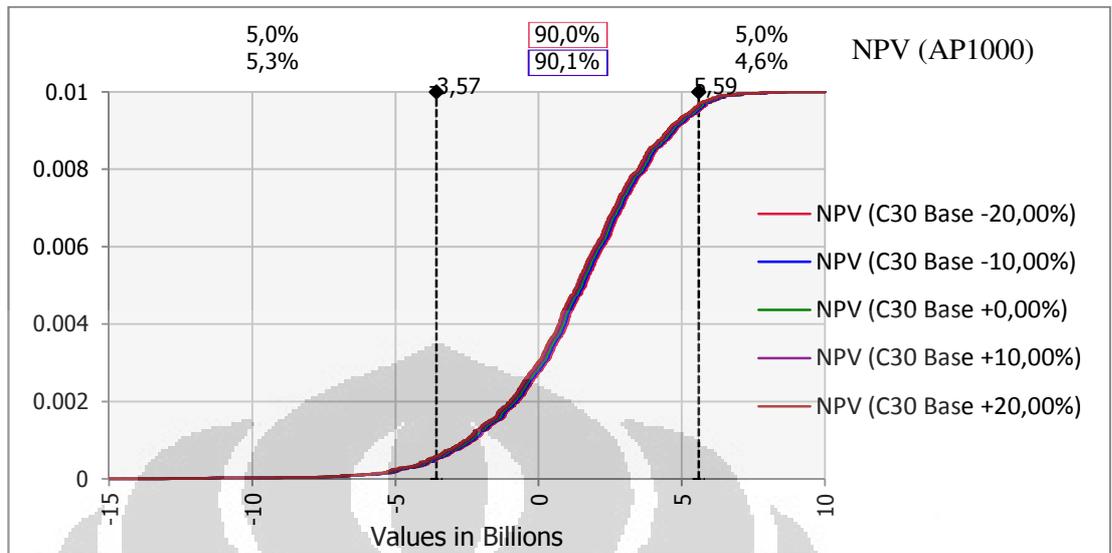
Tabel 4.50 dan Tabel 4.51 menunjukkan statistik hasil sensitivitas harga U_3O_8 terhadap NPV proyek PLTN AP1000 dan OPR1000. Sedangkan Gambar 4.33 dan Gambar 4.34 menunjukkan grafik fungsi distribusi kumulatifnya.

Tabel 4.50 Statistik Hasil Sensitivitas Harga U_3O_8 Terhadap NPV Proyek PLTN OPR1000 Terhadap NPV Proyek PLTN AP1000

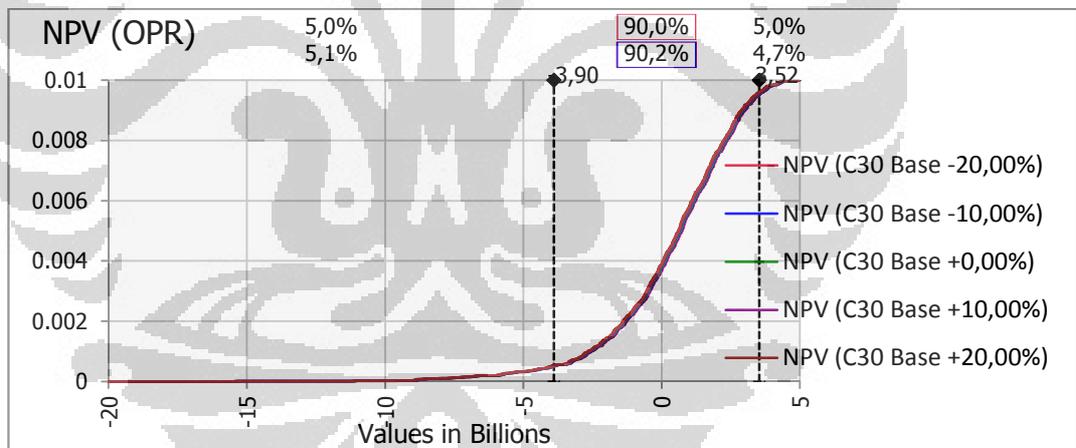
Biaya U_3O_8	Nilai (\$/kg)	NPV(US\$)			
		Min	Max	Mean	StdDev
Base -20,00%	117	-12.842.425.004	8.688.636.082	1.394.024.499	2.789.320.727
Base -10,00%	131	-12.922.743.987	8.612.352.710	1.320.497.492	2.791.221.781
Base +0,00%	146	-13.003.062.971	8.536.069.338	1.246.923.796	2.793.134.033
Base +10,00%	161	-13.083.381.955	8.459.785.965	1.173.280.094	2.795.059.975
Base +20,00%	175	-13.163.700.938	8.383.502.593	1.099.570.238	2.797.001.120

Tabel 4.51 Statistik Hasil Sensitivitas Harga U_3O_8 Terhadap NPV Proyek PLTN OPR1000

Biaya U_3O_8	Nilai (\$/kg)	NPV(US\$)			
		Min	Max	Mean	StdDev
Base -20,00%	117	-15.308.438.566	4.958.245.952	388.325.206	2.416.071.554
Base -10,00%	131	-15.348.588.819	4.922.223.958	354.721.506	2.416.434.064
Base +0,00%	146	-15.388.739.071	4.886.201.964	321.112.958	2.416.808.418
Base +10,00%	161	-15.428.889.323	4.850.179.970	287.498.767	2.417.195.239
Base +20,00%	175	-15.469.039.575	4.814.157.976	253.879.807	2.417.593.808



Gambar 4.33 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas Harga U_3O_8 Terhadap NPV Proyek PLTN AP1000



Gambar 4.34 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas Harga U_3O_8 Terhadap NPV Proyek PLTN OPR1000

Hasil sensitivitas harga Uranium alam (U_3O_8) terhadap NPV proyek yang ditunjukkan dengan Tabel 4.50 untuk proyek PLTN AP1000 dan Tabel 4.51 untuk proyek PLTN OPR menunjukkan bahwa harga Uranium alam memang berpengaruh terhadap nilai NPV dimana kenaikan harganya berakibat pada menurunnya nilai NPV proyek, akan tetapi pengaruhnya tidak

cukup signifikan. Hal ini ditunjukkan oleh nilai standar deviasi yang hampir sama pada NPV kedua proyek dan gambar fungsi distribusi kumulatif NPV yang berimpit sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 4.33 dan Gambar 4.34.

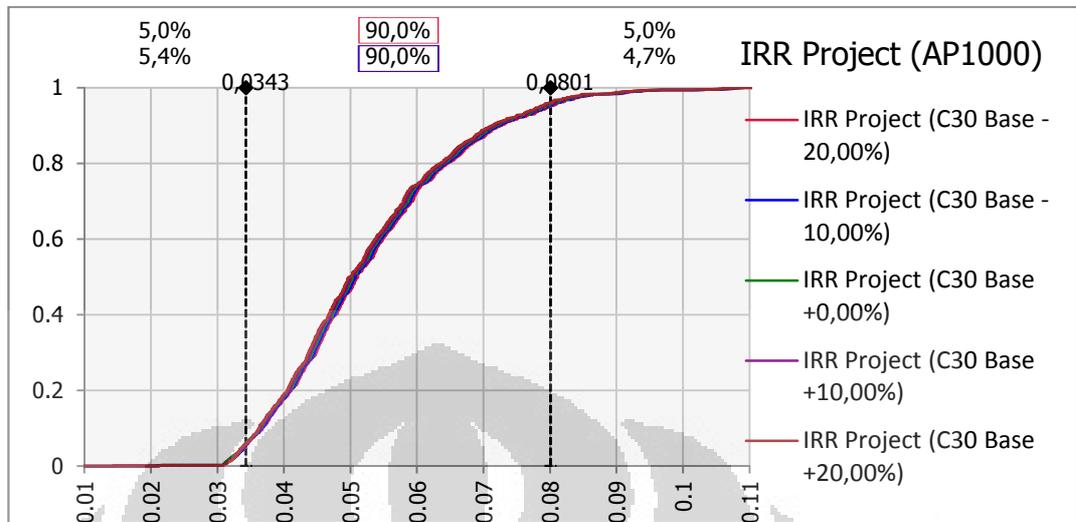
Tabel 4.52 dan Tabel 4.53 menunjukkan statistik hasil sensitivitas harga U_3O_8 terhadap IRR proyek PLTN AP1000 dan OPR1000. Sedangkan Gambar 4.35 dan Gambar 4.36 menunjukkan grafik fungsi distribusi kumulatifnya.

Tabel 4.52 Statistik Hasil Sensitivitas harga U_3O_8 Terhadap IRR Proyek PLTN AP1000

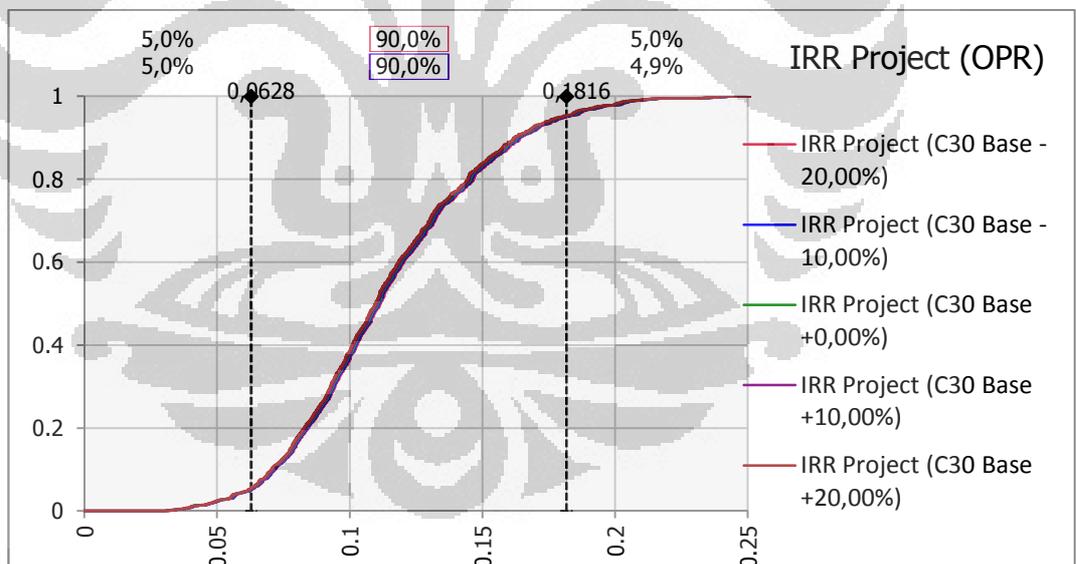
Biaya U_3O_8	Nilai (\$/kg)	IRR(%)			
		Min	Max	Mean	StdDev
Base -20,00%	117	1,43%	10,91%	5,33%	1,42%
Base -10,00%	131	2,12%	10,86%	5,31%	1,40%
Base +0,00%	146	2,13%	10,81%	5,28%	1,40%
Base +10,00%	161	2,09%	10,76%	5,26%	1,39%
Base +20,00%	175	2,13%	10,72%	5,23%	1,38%

Tabel 4.53 Statistik Hasil Sensitivitas harga U_3O_8 Terhadap IRR Proyek PLTN OPR1000

Biaya U_3O_8	Nilai (\$/kg)	IRR(%)			
		Min	Max	Mean	StdDev
Base -20,00%	117	3,10%	24,24%	11,55%	3,66%
Base -10,00%	131	3,10%	24,16%	11,50%	3,64%
Base +0,00%	146	3,06%	24,08%	11,45%	3,63%
Base +10,00%	161	3,20%	24,00%	11,41%	3,62%
Base +20,00%	175	3,16%	23,92%	11,36%	3,61%



Gambar 4.35 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas Harga U_3O_8 Terhadap IRR Proyek PLTN AP1000



Gambar 4.36 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas Harga U_3O_8 Terhadap IRR Proyek PLTN OPR1000

Dari tinjauan nilai IRR yang terdapat dalam Tabel 4.52 dan Tabel 4.53 terlihat bahwa kenaikan harga Uranium alam berakibat pada menurunnya nilai IRR, namun pengaruhnya tidak cukup signifikan. Sehingga grafik fungsi distribusi kumulatif IRR hasil sensitivitas harga U_3O_8 yang terbentuk pada proyek PLTN AP1000 maupun PLTN OPR juga terlihat berimpit.

4.4.2.4. Sensitivitas *Lead Time* Terhadap Indikator Kelayakan

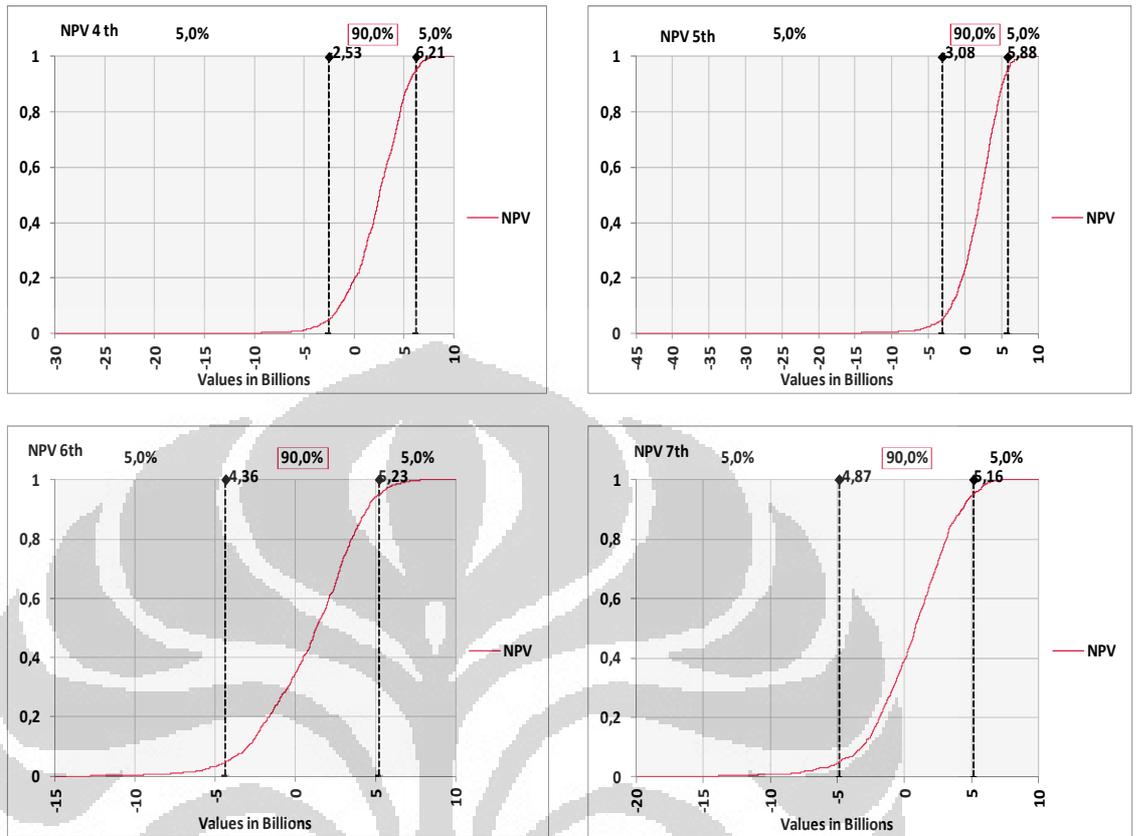
Analisis sensitivitas *lead time* terhadap indikator kelayakan proyek dilakukan pada empat *lead time* yang berbeda yaitu: 4 tahun, 5 tahun, 6 tahun dan 7 tahun, dengan 5 tahun sebagai base case-nya. Tabel 4.54 dan Tabel 4.55 masing-masing menunjukkan statistik hasil simulasi keempat *lead time* terhadap NPV proyek PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000. Sedangkan Gambar 4.37 dan Gambar 4.38 menunjukkan fungsi distribusi kumulatifnya.

Tabel 4.54 Sensitivitas *Lead Time* Terhadap NPV Proyek PLTN AP1000

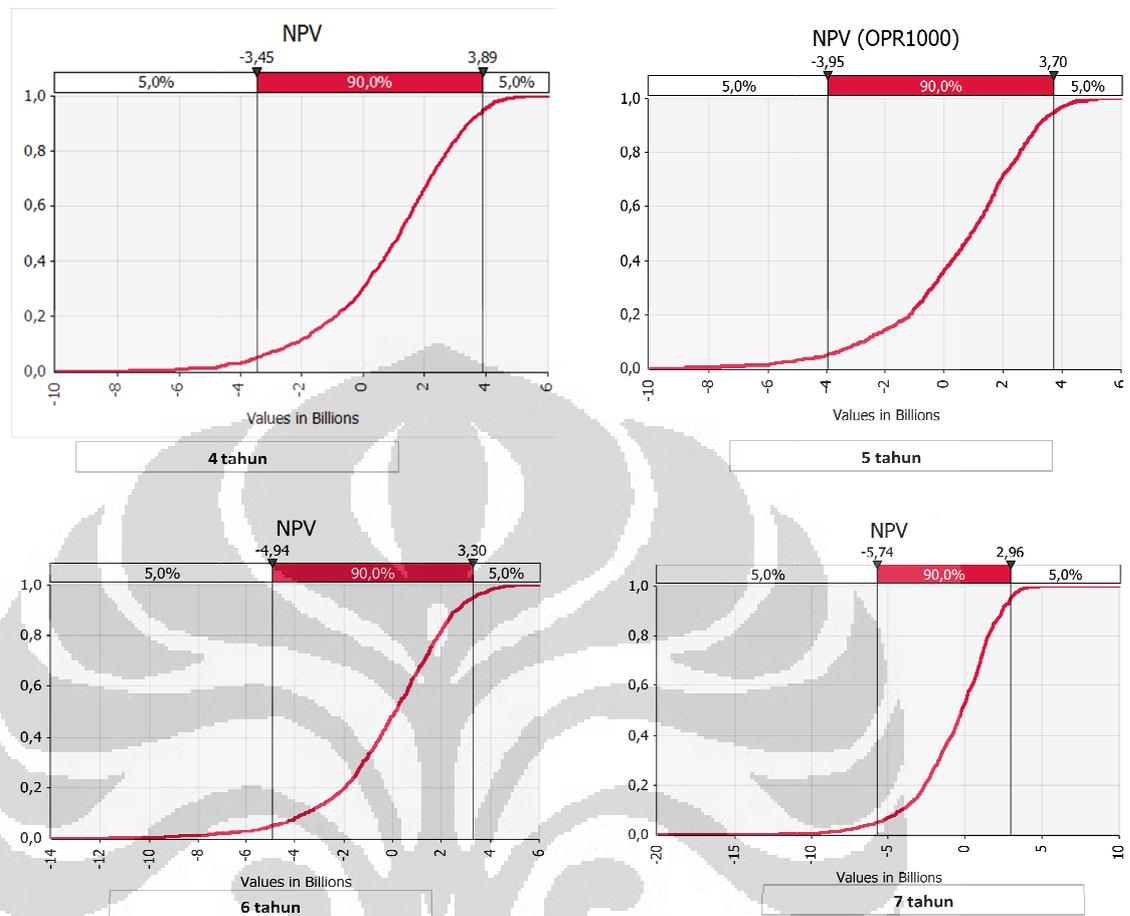
Keterangan	NPV (US\$)			
	4th	5th	6th	7th
Minimum	-25.835.000.000	-40.101.730.000	-13.380.590.000	-17.721.030.000
Maksimum	8.421.742.000	7.978.193.000	7.795.929.000	7.183.417.000
Mean	2.250.278.000	1.785.881.000	952.114.900	524.216.000
Std Deviasi	2.894.311.000	3.205.704.000	3.027.878.000	3.129.121.000

Tabel 4.55 Sensitivitas *Lead Time* Terhadap NPV Proyek PLTN OPR1000

Keterangan	NPV (US\$)			
	4 tahun	5 tahun	6 tahun	7 tahun
Minimum	-9.595.000.000	-9.433.000.000	-12.030.000.000	-15.010.000.000
Maximum	5.621.000.000	5.601.000.000	5.453.000.000	5.210.000.000
Mean	838.044.584	517.924.831	-219.881.446	-641.877.958
Standar Deviasi	2.247.000.000	2.397.000.000	2.562.000.000	2.701.000.000



Gambar 4.37 Fungsi Distribusi Kumulatif
Sensitivitas *Lead Time* Terhadap NPV Proyek PLTN AP1000



Gambar 4.38 Fungsi Distribusi Kumulatif Sensitivitas *Lead Time* Terhadap NPV Proyek PLTN OPR1000

Hasil sensitivitas *lead time* terhadap NPV proyek yang terdapat dalam Tabel 4.54 dan Tabel 4.55 menunjukkan bahwa makin lama masa konstruksi (*lead time*) maka akan makin menurun nilai rata-rata NPV yang didapatkan dari proyek. Dengan pemakaian *discount rate* 10%, usulan proyek PLTN OPR1000 yang tadinya menghasilkan nilai rata-rata NPV yang positif pada *lead time* 5 tahun menjadi menghasilkan nilai rata-rata NPV yang negatif pada *lead time* 6 tahun. Hal ini mengandung arti bahwa *delay* proyek sangat berpotensi terhadap terjadinya *cost overrun* (pembengkakan biaya proyek) dan sebagai akibatnya probabilitas terjadinya NPV negatif bertambah besar.

Gambar 4.37 menunjukkan probabilitas terjadinya NPV negatif pada proyek PLTN AP1000 untuk keempat *lead time* yang berbeda. Pada *lead time* 4 tahun dan 5 tahun, probabilitas terjadinya NPV negatif hampir sama yaitu sekitar 20% dan 23%. Perbedaan yang cukup signifikan terjadi pada *lead time* 6 tahun dan 7 tahun yaitu masing-masing sekitar 37% dan 40%.

Pada PLTN OPR1000, sebagaimana ditunjukkan oleh Gambar 4.38, terlihat bahwa probabilitas terjadinya NPV negatif makin besar seiring dengan meningkatnya *lead time* yaitu: sebesar 30% untuk *lead time* 4 tahun, sebesar 37% pada *lead time* 5 tahun, sebesar 50% pada *lead time* 6 tahun dan sekitar 55% pada *lead time* 7 tahun.

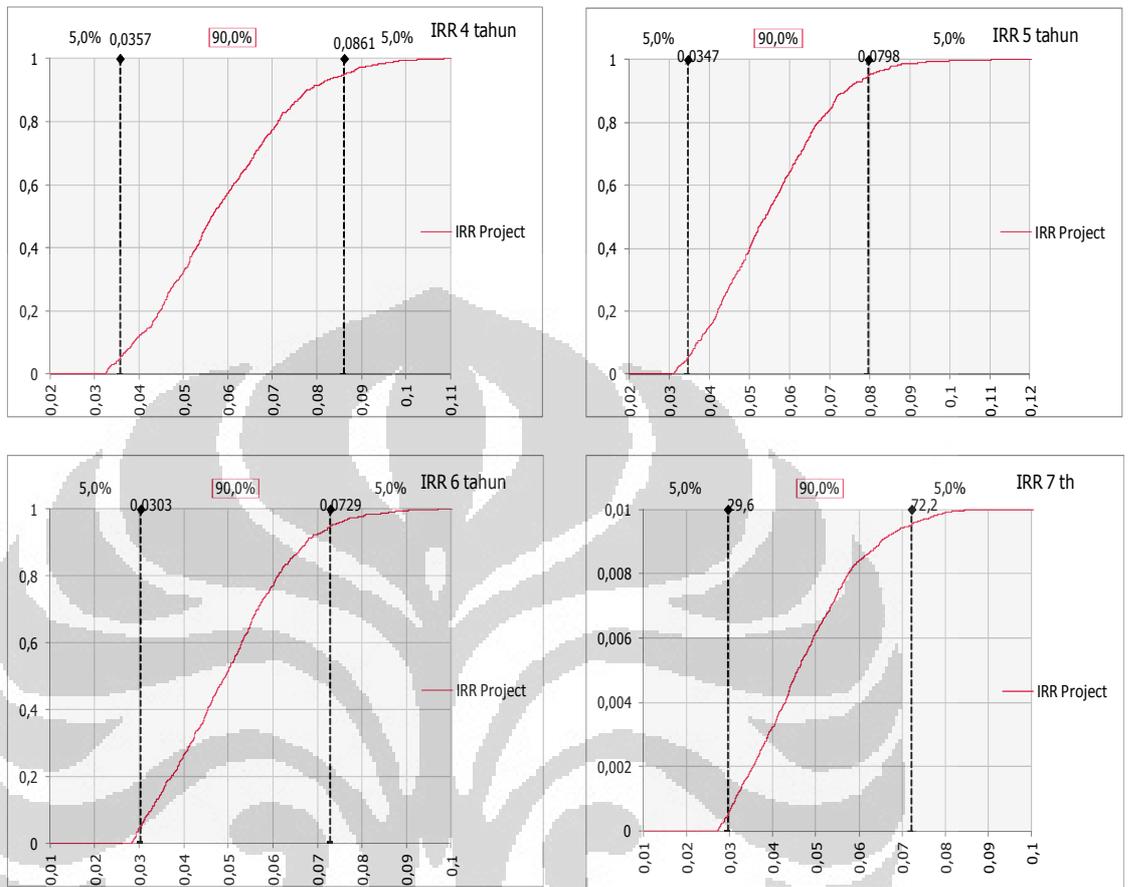
Adapun hasil sensitivitas *lead time* terhadap IRR proyek PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000 ditunjukkan dalam Tabel 4.56 dan Tabel 4.57. Sedangkan Gambar 4.39 dan Gambar 4.40 menunjukkan fungsi distribusi kumulatifnya.

Tabel 4.56 Sensitivitas *Lead Time* Terhadap IRR Proyek PLTN AP1000

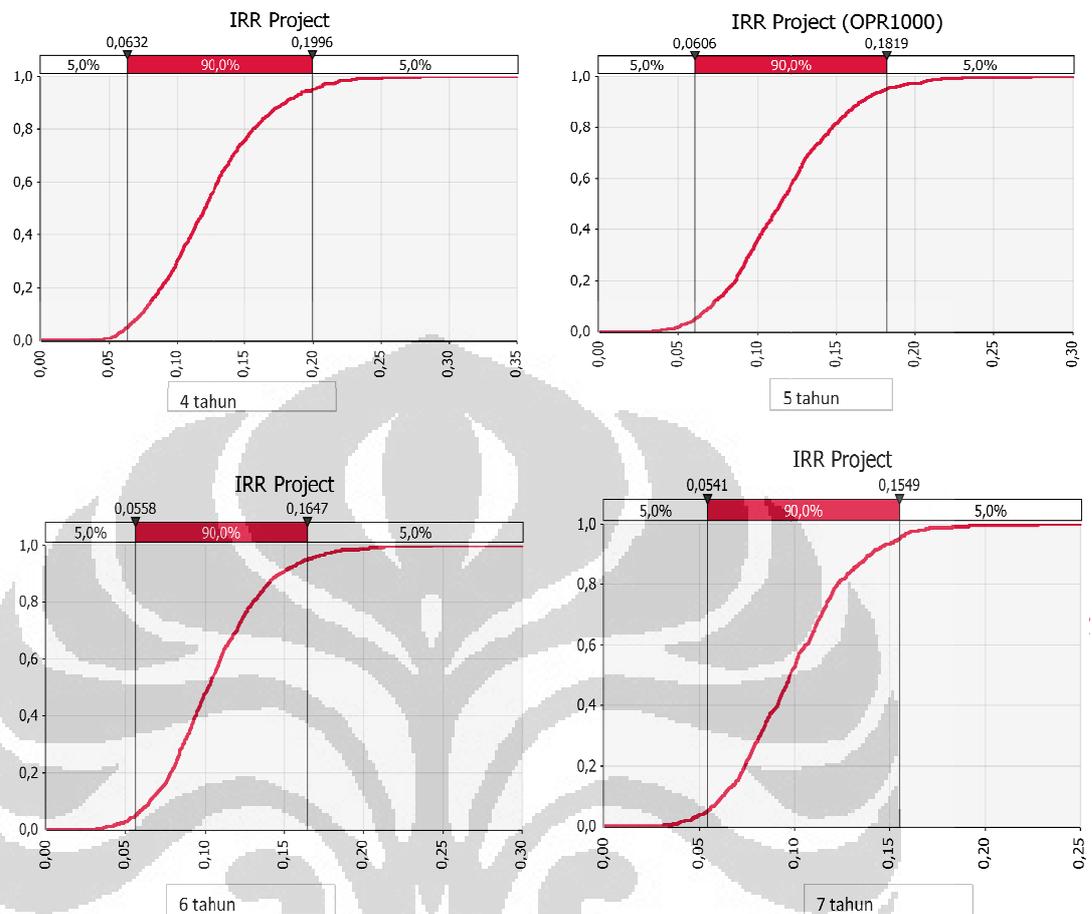
Keterangan	Lead Time			
	4th	5th	6th	7th
Minimum	2,3358%	2,1519%	1,8007%	1,6023%
Maksimum	10,8670%	11,0350%	9,7115%	8,9556%
Mean	5,8283%	5,5239%	4,9983%	4,7349%
Std Deviasi	1,5170%	1,4187%	1,3364%	1,2791%

Tabel 4.57 Sensitivitas *Lead Time* Terhadap IRR Proyek PLTN OPR1000

Keterangan	IRR(%)			
	4 tahun	5 tahun	6 tahun	7 tahun
Minimum	3,35%	3,29%	2,87%	2,84%
Maximum	32,36%	27,45%	25,48%	23,06%
Mean	12,36%	11,68%	10,51%	9,96%
Standar Deviasi	4,11%	3,77%	3,33%	3,06%



Gambar 4.39 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas *Lead Time* Terhadap IRR Proyek PLTN AP1000



Gambar 4.40 Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Sensitivitas *Lead Time* Terhadap IRR Proyek PLTN OPR1000

Dari sisi tinjauan IRR, sebagaimana ditunjukkan dalam Tabel 4.56 dan Tabel 4.57 terlihat bahwa semakin lama *lead time* maka akan makin rendah nilai rata-rata IRR yang diperoleh dari proyek. Dengan pemakaian *discount rate* sebesar 10%, pada *lead time* 7 tahun proyek PLTN OPR bahkan menghasilkan nilai rata-rata IRR yang kurang dari nilai MARR (10%) atau dengan kata lain proyek tidak layak untuk dijalankan. Hal ini ditunjukkan oleh Tabel 4.57.

Grafik fungsi distribusi kumulatif IRR proyek PLTN AP1000 yang terdapat dalam Gambar 4.39 menunjukkan bahwa probabilitas terjadinya nilai IRR < 4% (nilai MARR yang ditetapkan untuk analisis sensitivitas pada proyek PLTN AP1000) masing-masing adalah sebesar 12%

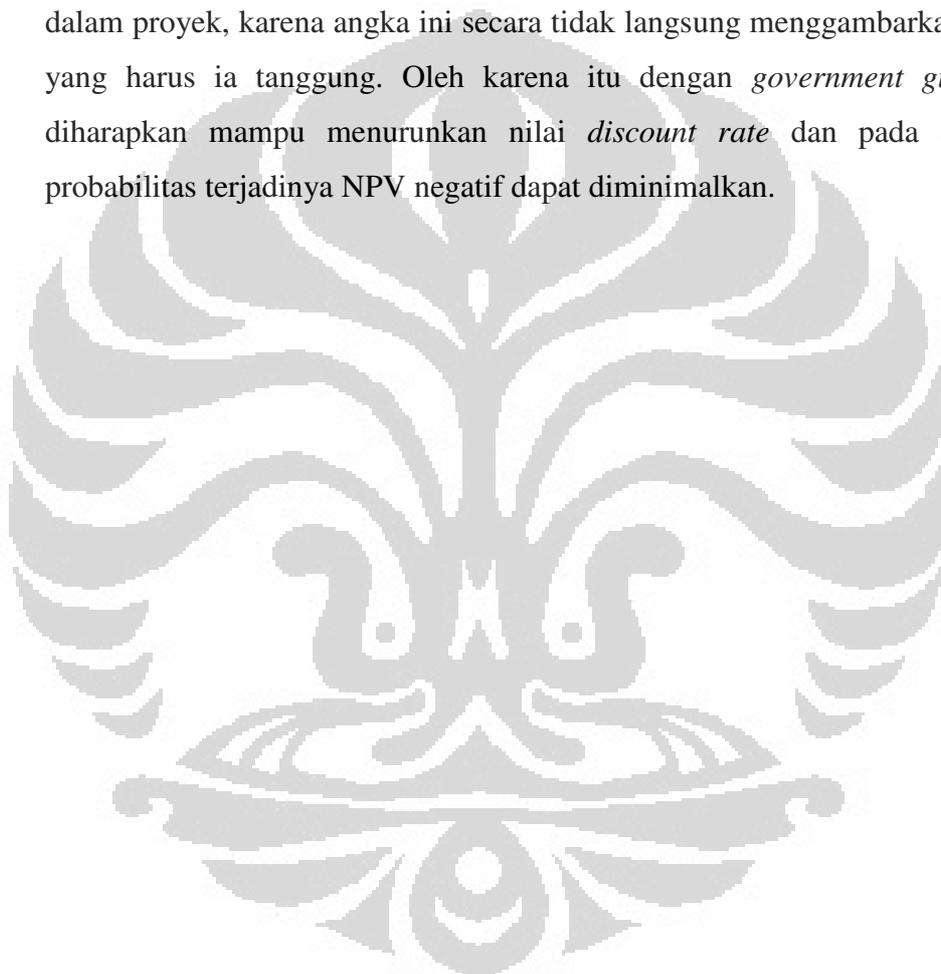
Universitas Indonesia

pada *lead time* 4 tahun, sebesar 15% pada *lead time* 5 tahun, sebesar 25% pada *lead time* 6 tahun dan sebesar 35% pada *lead time* 7 tahun. Dengan kata lain hasil ini menunjukkan bahwa dengan *discount rate* sebesar 4%, probabilitas proyek PLTN AP1000 akan tidak layak adalah sebesar 12% jika *lead time*-nya selama 4 tahun, sebesar 15% jika *lead time*-nya selama 5 tahun, sebesar 25% jika *lead time*-nya selama 6 tahun dan sebesar 35% jika *lead time*-nya selama 7 tahun.

Sedangkan grafik fungsi distribusi kumulatif IRR proyek OPR1000 yang terdapat dalam Gambar 4.40 menunjukkan bahwa probabilitas terjadinya nilai IRR < 10% (nilai MARR untuk proyek OPR1000) masing-masing adalah sebesar 30% pada *lead time* 4 tahun, sebesar 36% pada *lead time* 5 tahun, sebesar 50% pada *lead time* 6 tahun dan sebesar 55% pada *lead time* 7 tahun. Senada dengan analisis pada proyek PLTN AP1000, hasil ini juga menunjukkan bahwa dengan *discount rate* sebesar 10%, probabilitas proyek PLTN OPR1000 akan bernilai tidak layak adalah sebesar 30% jika *lead time*-nya 4 tahun, sebesar 36% jika *lead time*-nya 5 tahun, sebesar 50% jika *lead time*-nya 6 tahun dan sebesar 55% jika *lead time*-nya 7 tahun.

Hampir sama dengan kasus yang terjadi pada sensitivitas faktor kapasitas, probabilitas terjadinya proyek tidak layak (ditunjukkan dengan nilai NPV negatif dan IRR yang kurang dari nilai MARR) pada PLTN OPR1000 ternyata lebih besar dibanding pada PLTN AP1000 untuk *lead time* yang sama. Hal ini menunjukkan kembali pentingnya peranan penetapan *discount rate* dalam penentuan layak tidaknya suatu usulan proyek. Secara logika, probabilitas terjadinya proyek tidak layak pada PLTN OPR seharusnya lebih kecil mengingat *investment cost*-nya lebih kecil dibanding *investment cost* PLTN AP1000. Akan tetapi pada sensitivitas *lead time* ini probabilitas terjadinya proyek tidak layak pada PLTN OPR lebih besar dibanding PLTN AP1000 karena pada analisis sensitivitas ini PLTN AP1000 menggunakan *discount rate* 4% sedangkan PLTN OPR1000 menggunakan *discount rate* 10%. Hasil ini kembali menekankan pentingnya *government guarantee* dalam bentuk penurunan *discount rate* karena usulan proyek PLTN

OPR1000 yang bernilai layak pada analisis deterministik, ternyata menghasilkan probabilitas NPV negatif yang cukup besar ketika *lead time*-nya disensitivitaskan pada analisis probabilistik (sebesar 30% untuk *lead time* 4 tahun, sebesar 37% pada *lead time* 5 tahun, sebesar 50% pada *lead time* 6 tahun dan sekitar 55% pada *lead time* 7 tahun). Probabilitas NPV negatif yang cukup besar ini tentu kurang menarik bagi investor untuk berinvestasi dalam proyek, karena angka ini secara tidak langsung menggambarkan resiko yang harus ia tanggung. Oleh karena itu dengan *government guarantee* diharapkan mampu menurunkan nilai *discount rate* dan pada akhirnya probabilitas terjadinya NPV negatif dapat diminimalkan.



BAB 5 KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan

Beberapa literatur tentang analisis kelayakan finansial proyek PLTN dengan pendekatan deterministik telah dipublikasi. Pada kenyataannya, ketidakpastian (*uncertainty*) maupun resiko merupakan hal yang lazim terjadi dalam proyek termasuk proyek PLTN. Penelitian ini berupaya untuk mengisi kekosongan (*gap*) yang terjadi, yaitu melakukan analisis kelayakan finansial proyek PLTN dengan memasukkan sejumlah unsur ketidakpastian melalui pendekatan probabilistik.

Analisis kelayakan finansial pada proyek PLTN dengan pendekatan probabilistik terbukti mampu memberikan informasi yang lebih kaya kepada calon investor dibanding pendekatan deterministik. Perhitungan biaya pembangkitan listrik teraras (LUEC) misalnya, hasil yang diperoleh dengan pendekatan deterministik berupa sebuah nilai tunggal sedangkan dengan pendekatan probabilistik hasil yang diperoleh berupa suatu fungsi distribusi LUEC. Sehingga LUEC hasil analisis probabilistik ini disebut sebagai *risk adjusted LUEC* yang mengakomodasi kemungkinan terjadinya pembengkakan biaya (*cost overrun*) yang ditunjukkan dengan nilai standar deviasi.

Pada sisi tinjauan indikator kelayakan baik NPV maupun IRR, analisis probabilistik juga mampu memberikan informasi yang lebih komprehensif bagi calon investor. Analisis probabilistik terhadap NPV dan IRR menghasilkan suatu fungsi distribusi NPV dan IRR yang memuat nilai maksimum, minimum, rata-rata, standar deviasi berikut probabilitas terjadinya NPV negatif maupun probabilitas terjadinya nilai IRR kurang dari MARR pada masing-masing teknologi PLTN yang dijadikan referensi (PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000).

Analisis sensitivitas dilakukan terhadap ketiga variabel ketidakpastian utama yang berpengaruh dominan terhadap indikator kelayakan, yaitu: biaya investasi, faktor kapasitas pembangkit dan harga uranium alam (U_3O_8). Biaya investasi merupakan variabel ketidakpastian yang paling dominan pengaruhnya terhadap indikator kelayakan proyek, mengingat variabel ini memegang porsi 70% sampai 80% dalam komposisi biaya pembangkitan listrik teraras. Pada proyek PLTN AP1000 misalnya, kenaikan biaya investasi sebesar 10% dari nilai *Base Case* (4.379 US\$/Kwe) menyebabkan kenaikan probabilitas NPV negatif sebesar 45% (dari 5% menjadi 50%). Sedangkan pada sensitivitas variabel lain seperti faktor kapasitas, penurunan nilai faktor kapasitas yang lebih dari 10% (dari 85% menjadi 75%) ‘hanya’ menyebabkan kenaikan probabilitas NPV negatif sebesar 25% (dari 25% menjadi 50%).

Penetapan *discount rate* memegang peranan penting dalam menilai layak tidaknya suatu usulan proyek. Penggunaan *discount rate* yang berbeda pada analisis sensitivitas (4% pada PLTN AP1000 dan 10% pada PLTN OPR1000) telah menyebabkan probabilitas terjadinya NPV negatif yang lebih besar pada proyek PLTN OPR1000 dibanding pada proyek PLTN AP1000 untuk nilai faktor kapasitas dan *lead time* yang sama, padahal secara logika proyek PLTN OPR1000 seharusnya menghasilkan probabilitas NPV negatif yang lebih kecil mengingat biaya investasinya jauh di bawah PLTN AP1000.

Jaminan pemerintah (*government guarantee*) sangat diperlukan untuk menurunkan tingkat resiko proyek karena usulan proyek PLTN OPR yang bernilai layak pada analisis deterministik ternyata memiliki probabilitas terjadinya NPV negatif sebesar 37% pada analisis probabilistik, padahal masih pada kondisi *base case* (kondisi dimana belum dilakukan analisis sensitivitas). Probabilitas NPV negatif yang cukup besar pada proyek PLTN OPR1000 kembali terjadi ketika faktor kapasitas dan *lead time* disensitivitaskan. Pemberian *government guarantee* antara lain terwujud dalam bentuk turunnya nilai *discount rate*, sebagaimana telah diaplikasikan

pada proyek PLTN AP1000, dimana proyek PLTN AP1000 yang tadinya bernilai tidak layak pada *discount rate* 10% menjadi bernilai layak ketika *discount rate*-nya diturunkan menjadi 4%.

5.2 Saran

Beberapa saran yang dapat diberikan berkaitan dengan penelitian ini adalah:

1. Karena tidak tersedianya beberapa data yang diperlukan, beberapa data dalam penelitian ini menggunakan asumsi. Akan lebih baik jika dimungkinkan untuk memperoleh data-data seperti *fix O&M cost* dan *variable O&M cost* yang memang unik untuk masing-masing teknologi PLTN (AP1000 dan OPR1000) tersebut, sehingga studi kelayakan finansial yang dilakukan lebih menggambarkan kondisi riil dari masing-masing teknologi.
2. Dalam penelitian ini, variabel ketidakpastian yang disensitivitaskan berjumlah 7 variabel dengan mengacu pada studi Rothwell (2011). Perlu kiranya diteliti lebih lanjut tentang variabel lain yang juga berpotensi mengandung unsur ketidakpastian seperti tingkat bunga pinjaman.
3. Perlu dikembangkan sebuah model yang dapat digunakan untuk menilai kelayakan suatu usulan mega proyek seperti proyek PLTN beserta unsur-unsur ketidakpastian yang ada di dalamnya secara lebih spesifik, misalnya dengan pendekatan Real Option.

DAFTAR REFERENSI

- Bastori, I. (2005). *Analisa aspek finansial kelayakan investasi dan skenario pembiayaan pembangkit listrik tenaga nuklir (Studi kasus PLTN AP600)*. Tesis. Jakarta: Program Studi Teknik Industri Universitas Indonesia.
- Birmano, M. D. & Bastori, I. (Desember, 2008). Perhitungan ekonomi dan pendanaan PLTN dan pembangkit konvensional menggunakan spreadsheet inovasi. *Jurnal Pengembangan Energi Nuklir*, Volume 10 No. 2
- Blank & Tarquin. (2008). *Engineering economy* (6th ed.). Singapore: McGraw-Hill.
- Bowser, Rita C. (2011). *The nuclear renaissance begins: Construction & supply chain focus*. Pittsburgh: Westinghouse Electric Company
- Chang Kun Lee. (August 2007). *Korea's nuclear past, present and future*. Paper presented at the Summer Institute of the World Nuclear University, Korea.
- Chang Sup Sung & Sa Kyun Hong. (1999). Development process of nuclear power industry in a developing country: Korean experience and implication. *Technovation*, 19, 305-316
- Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral (DESDM). (2008). *Rencana umum ketenagalistrikan nasional 2008-2027*. Jakarta: DESDM.

- Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral (DESDM). (2008). *Handbook of energy and economic statistics of Indonesia 2007*. Jakarta: DESDM.
- Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral (DESDM). (2006). *Blue print pengelolaan energi nasional 2006-2025*. Jakarta: DESDM.
- Department of Economics, University of Chicago. (August 2004). *The economic future of nuclear power*. Chicago.
- Doosan Heavy Industries. *Clean world for our next generation*. Seoul: Doosan Heavy Industries
- Feretic, D., & Tomsic, Z. (2005). Probabilistic analysis of electrical energy cost comparing: Production costs for gas, coal and nuclear power plants. *Energy Policy*, 33, 5-13.
- Fitriani, H. at al (Juni 2006). Kajian penerapan model NPV-at-risk sebagai alat untuk melakukan evaluasi investasi pada proyek infrastruktur jalan tol. *Jurnal Infrastruktur dan Lingkungan Binaan* Vol. II No. 1.
- Husnan, S., & Suwarsono. (1994). *Studi kelayakan proyek*. Yogyakarta: UPP AMP YKPN
- Kementerian Negara Riset dan Teknologi (KNRT). (2008). *Mengenal pembangkit listrik tenaga nukir*. Jakarta: KNRT
- Korea Electric Power Corporation (KEPCO). *Experience on APR1400 construction*. <http://www.kepco.co.id>
- Locatelli, G., & Mancini, M. (2010). Small-medium sized nuclear, coal and gas power plant: A Probabilistic analysis of their performances and influence of CO₂ cost. *Energy Policy*, 38, 6360-6374.

Lembaga Ilmu Pengetahuan Indonesia (LIPI). *Pengembangan energi terbarukan sebagai energi aditif di Indonesia*.
<http://www.energi.lipi.go.id>

Marsudi, D. (2005). *Pembangkitan energi listrik*. Jakarta: Penerbit Erlangga

OECD. (Januari 2010). *The Arrangement for Officially Supported Export Credits: Changes in Minimum Commercial Interest Reference Rates (CIRRs)*. Paris: OECD

OECD, IEA, NEA. 2010. *Projected Cost of Generating Electricity* (2010 Edition).

PT PLN (Persero). 2008. *Statistik PLN 2007*. Jakarta: PLN.

PT. PLN (Persero). 2009. *Statistik PLN 2008*. Jakarta: PLN.

PT. PLN (Persero). 2008. *Rencana usaha penyediaan tenaga listrik 2009-2018*. Jakarta: PLN.

PT PLN (Persero) Litbang. 2006. *Studi ekonomi, pendanaan dan struktur "owner" dalam rangka rencana persiapan pembangunan PLTN pertama di Indonesia*. Jakarta: PLN.

Permatasari, K. (2010). *Analisis Kelayakan Proyek Pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi oleh Pengembang Panas Bumi di Indonesia*. Skripsi. Jakarta: Program Studi Teknik Industri Universitas Indonesia

Rode, at al. (2001). Monte carlo methods for appraisal and valuation: A case study of a nuclear power plant. *CEIC Working Paper 01-01*. Carnegie Mellon Electricity Industry Center, Carnegie Mellon University, Pittsburgh.

- Roques, A. et al. (2006). Using probabilistic analysis to value power generation investment under uncertainty. *EPRG 065*. Electricity Policy Research Group (EPRG), University of Cambridge, England.
- Rothwell. (2011). The economics of future nuclear power: an update of the economic future of nuclear power (2004), a study conducted at the University of Chicago. Stanford University.
- Schulz, T. L. (2006). Westinghouse AP1000 advance passive plant. *Nuclear Engineering and Design*, 236, 1547-1557
- Soeharto, I. (2002). *Studi kelayakan proyek*. Jakarta: Penerbit Erlangga
- Suntoko, H. (2005). *Pemilihan tapak PLTN di Semenanjung Muria*. <http://www.batan.go.id/>
- Sugiyono, A. (2005). *Analisis pengambilan keputusan untuk perencanaan pembangkit tenaga listrik*. Publikasi Ilmiah: Strategi Penyediaan Energi Listrik Nasional Dalam Rangka Mengantisipasi Pemanfaatan PLTU Batubara Skala Kecil, PLTN dan Pembangkit Energi Terbarukan. BPPT.
- Thomas, S. (March 2010). *The economic of nuclear power: An update*. Berlin: Heinrich-Böll-Stiftung. <http://www.psir.org/>
- United States Department of Energy (US DOE). (May 27, 2004). *Study of Construction Technologies and Schedules, O&M Staffing and Cost, Decommissioning Costs and Funding Requirements for Advanced Reactor Designs*. New York: Prepared by Dominion Energy Inc., Bechtel Power Corporation, TLG, Inc., MPR Associates

- United State Energy Information Administration (US EIA). (2010). *Assumptions to the annual energy outlook 2010 with projections to 2035*. New York: US EIA
- Walsh, C. (2003). *Key Management Ratios* (3rd ed.). London: Prentice Hall.
- Westinghouse Electric Company. (2011). *AP1000 overview*. Pittsburgh: Westinghouse
- Widhianti, Y. (2011). *Analisa kelayakan ekonomi perencanaan perbaikan perumahan kumuh menjadi perumahan sehat*. Tesis. Jakarta: Program Studi Teknik Industri Universitas Indonesia
- World Nuclear Association (WNA). (March 2011). *The economic of nuclear power*. <http://www.wna.org/>
- Ye, S. & Tiong, R. (May/June 2000). NPV at risk method in infrastructure project investment evaluation. *Journal of Construction Engineering and Management*.
- Zuhal. (1995). *Ketenagalistrikan indonesia*. Jakarta: PT Ganeca Prima

Lampiran 1.
Proyeksi Laba Rugi Proyek PLTN AP1000

Keterangan (dalam US\$)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Penjualan Listrik	1.196.199.900									
Biaya Operasional										
Fix O&M Cost	124.687.682	128.880.198	133.218.836	137.708.926	142.356.003	147.165.816	152.144.337	157.297.767	162.632.550	168.155.380
Biaya bahan bakar	92.551.709	93.014.468	93.479.540	93.946.938	94.416.672	94.888.756	95.363.199	95.840.015	96.319.216	96.800.812
Var O&M Cost	1.185.185	1.220.741	1.257.363	1.295.084	1.333.936	1.373.954	1.415.173	1.457.628	1.501.357	1.546.398
Total Biaya Operasional	218.424.576	223.115.406	227.955.739	232.950.947	238.106.612	243.428.526	248.922.709	254.595.411	260.453.123	266.502.590
Pendapatan Operasional (EBITDA)	977.775.324	973.084.494	968.244.161	963.248.953	958.093.288	952.771.374	947.277.191	941.604.489	935.746.777	929.697.310
Penyusutan										
Depresiasi	631.272.369	559.465.137	498.728.845	447.059.280	402.838.940	364.760.685	331.766.588	302.998.955	277.761.067	255.485.724
Amortisasi	213.875.149	213.875.149	213.875.149	213.875.149	213.875.149	213.875.149	213.875.149	213.875.149	213.875.149	213.875.149
Total penyusutan	845.147.519	773.340.287	712.603.994	660.934.429	616.714.089	578.635.834	545.641.738	516.874.105	491.636.216	469.360.873
EBIT	132.627.806	199.744.207	255.640.167	302.314.523	341.379.199	374.135.540	401.635.453	424.730.385	444.110.561	460.336.438
Interest (Bunga)	426.178.582	415.599.578	394.441.571	373.283.563	352.125.556	330.967.549	309.809.541	288.651.534	267.493.527	246.335.519
EBT	(293.550.776)	(215.855.371)	(138.801.403)	(70.969.040)	(10.746.357)	43.167.991	91.825.912	136.078.851	176.617.034	214.000.918
Pajak (Tax)	0	0	0	0	0	(10.791.998)	(22.956.478)	(34.019.713)	(44.154.259)	(53.500.230)
Net Profit (EAT)	(293.550.776)	(215.855.371)	(138.801.403)	(70.969.040)	(10.746.357)	32.375.993	68.869.434	102.059.138	132.462.776	160.500.689

Universitas Indonesia

Lampiran 2
Proyeksi Laba Rugi Proyek PLTN OPR1000

Keterangan (dalam US\$)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Penjualan Listrik	1.196.199.900									
Biaya Operasional										
Fix O&M Cost	108.269.450	112.100.066	116.072.649	120.192.748	124.466.142	128.898.849	133.497.138	138.267.536	143.216.844	148.352.147
Biaya bahan bakar	92.551.709	93.014.468	93.479.540	93.946.938	94.416.672	94.888.756	95.363.199	95.840.015	96.319.216	96.800.812
Var O&M Cost	1.185.185	1.220.741	1.257.363	1.295.084	1.333.936	1.373.954	1.415.173	1.457.628	1.501.357	1.546.398
Total Biaya Operasional	202.006.344	206.335.275	210.809.552	215.434.770	220.216.751	225.161.560	230.275.510	235.565.179	241.037.416	246.699.357
Pendapatan Operasional	994.193.556	989.864.625	985.390.348	980.765.130	975.983.149	971.038.340	965.924.390	960.634.721	955.162.484	949.500.543
Penyusutan										
Depresiasi	270.442.330	239.679.515	213.659.583	191.523.912	172.579.551	156.266.509	142.131.564	129.807.271	118.995.150	109.452.208
Amortisasi	91.625.892	91.625.892	91.625.892	91.625.892	91.625.892	91.625.892	91.625.892	91.625.892	91.625.892	91.625.892
Total penyusutan	362.068.222	331.305.407	305.285.474	283.149.803	264.205.442	247.892.401	233.757.456	221.433.163	210.621.042	201.078.099
EBIT	632.125.333	658.559.218	680.104.874	697.615.327	711.777.707	723.145.939	732.166.934	739.201.558	744.541.442	748.422.444
Interest (Bunga)	184.303.759	179.771.626	170.707.360	161.643.093	152.578.827	143.514.561	134.450.295	125.386.028	116.321.762	107.257.496
EBT	447.821.574	478.787.592	509.397.514	535.972.233	559.198.880	579.631.378	597.716.639	613.815.530	628.219.680	641.164.948
Pajak (Tax)	(111.955.394)	(119.696.898)	(127.349.378)	(133.993.058)	(139.799.720)	(144.907.845)	(149.429.160)	(153.453.882)	(157.054.920)	(160.291.237)
Net Profit (EAT)	335.866.181	359.090.694	382.048.135	401.979.175	419.399.160	434.723.534	448.287.479	460.361.647	471.164.760	480.873.711

Universitas Indonesia

Lampiran 3

Proyeksi Arus Kas Proyek PLTN AP1000

Keterangan (dalam US\$)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CASH IN FLOW										
<i>Cash in flow from investment activity</i>										
Debt										
- Investment debt	649.953.174	1.624.882.935	2.404.826.744	1.169.915.713	649.953.174					
- Working Capital debt						58.046.814				
Equity										
- Investment Portion from equity	341.326.867	678.940.760	1.004.832.325	488.837.347	271.576.304					
- Working Capital from equity						24.877.206				
Total Cash In flow from Investment activity	991.280.041	2.303.823.696	3.409.659.069	1.658.753.061	921.529.478	82.924.020				
<i>Cash in flow from operation activity</i>										
Net Profit	0	0	0	0	0	(293.550.776)	(215.855.371)	(138.801.403)	(70.969.040)	(10.746.357)
Depreciation & Amortization						845.147.519	773.340.287	712.603.994	660.934.429	616.714.089
TOTAL CASH IN FLOW	991.280.041	2.303.823.696	3.409.659.069	1.658.753.061	921.529.478	634.520.762	557.484.915	573.802.590	589.965.389	605.967.732
CASH OUT FLOW										
<i>Cash out flow from investment activity</i>										
Investment	991.280.041	2.303.823.696	3.409.659.069	1.658.753.061	921.529.478	0				
Principle Repayment :										
- Investment Loan						0	324.976.587	324.976.587	324.976.587	324.976.587
- IDC Loan						0	40.718.066	40.718.066	40.718.066	40.718.066
- Working Capital Loan						0	0	0	0	0
Total Cash Out from invest activity	991.280.041	2.303.823.696	3.409.659.069	1.658.753.061	921.529.478	0	365.694.653	365.694.653	365.694.653	365.694.653
<i>Cash out flow from operation activity</i>										
Increment of Inventory						8.161.526	40.808	41.012	41.217	41.423
TOTAL CASH OUT FLOW	991.280.041	2.303.823.696	3.409.659.069	1.658.753.061	921.529.478	8.161.526	365.735.461	365.735.665	365.735.870	365.736.076
SURPLUS / (DEFISIT)	0	0	0	0	0	626.359.236	191.749.454	208.066.925	224.229.519	240.231.656
BEGINNING CASH BALANCE	0	0	0	0	0	0	626.359.236	818.108.690	1.026.175.616	1.250.405.135
ENDING CASH BALANCE	0	0	0	0	0	626.359.236	818.108.690	1.026.175.616	1.250.405.135	1.490.636.791

Lampiran 4.

Proyeksi Arus Kas Proyek PLTN OPR1000

Keterangan (dalam US\$)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CASH IN FLOW										
<i>Cash in flow from investment activity</i>										
Debt										
- Investment debt	278.445.342	696.113.356	1.030.247.767	501.201.616	278.445.342					
- Working Capital debt						58.046.814				
Equity										
- Investment Portion from equity	146.227.267	290.863.865	430.478.521	209.421.983	116.345.546					
- Working Capital from equity						24.877.206				
Total Cash In flow from Investment activity	424.672.610	986.977.221	1.460.726.288	710.623.599	394.790.889	82.924.020				
<i>Cash in flow from operation activity</i>										
Net Profit	0	0	0	0	0	335.866.181	359.090.694	382.048.135	401.979.175	419.399.160
Depreciation & Amortization						362.068.222	331.305.407	305.285.474	283.149.803	264.205.442
TOTAL CASH IN FLOW	424.672.610	986.977.221	1.460.726.288	710.623.599	394.790.889	780.858.423	690.396.101	687.333.610	685.128.979	683.604.602
CASH OUT FLOW										
<i>Cash out flow from investment activity</i>										
Investment	424.672.610	986.977.221	1.460.726.288	710.623.599	394.790.889	0				
Principle Repayment :										
- Investment Loan						0	139.222.671	139.222.671	139.222.671	139.222.671
- IDC Loan						0	17.443.958	17.443.958	17.443.958	17.443.958
- Working Capital Loan						0	0	0	0	0
Total Cash Out from invest activity	424.672.610	986.977.221	1.460.726.288	710.623.599	394.790.889	0	156.666.629	156.666.629	156.666.629	156.666.629
<i>Cash out flow from operation activity</i>										
Increment of Inventory						8.161.526	40.808	41.012	41.217	41.423
TOTAL CASH OUT FLOW	424.672.610	986.977.221	1.460.726.288	710.623.599	394.790.889	8.161.526	156.707.437	156.707.641	156.707.846	156.708.052
SURPLUS / (DEFISIT)	0	0	0	0	0	772.696.897	533.688.664	530.625.969	528.421.132	526.896.550
BEGINNING CASH BALANCE	0	0	0	0	0	0	772.696.897	1.306.385.561	1.837.011.530	2.365.432.663
ENDING CASH BALANCE	0	0	0	0	0	772.696.897	1.306.385.561	1.837.011.530	2.365.432.663	2.892.329.212

Universitas Indonesia

Lampiran 5.

Proyeksi Neraca Aktiva Pasiva Proyek PLTN AP1000

Keterangan (US\$)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CURRENT ASSET										
Cash Ekuivalen	0	0	0	0	0	626.359.236	818.108.690	1.026.175.616	1.250.405.135	1.490.636.791
Inventory	0	0	0	0	0	8.161.526	8.202.334	8.243.346	8.284.562	8.325.985
Total Current Asset	0	0	0	0	0	634.520.762	826.311.024	1.034.418.961	1.258.689.697	1.498.962.776
FIXED ASSET										
Land Acquisition	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563	69.750.563
Equipment	789.090.462	2.761.816.616	5.681.451.325	7.101.814.156	7.890.904.618	7.890.904.618	7.890.904.618	7.890.904.618	7.890.904.618	7.890.904.618
Depreciation Accumulation						(631.272.369)	(1.190.737.507)	(1.689.466.351)	(2.136.525.631)	(2.539.364.572)
Book Value tangible Asset	858.841.025	2.831.567.179	5.751.201.888	7.171.564.719	7.960.655.181	7.329.382.811	6.769.917.674	6.271.188.829	5.824.129.549	5.421.290.609
Pre Operating Cost	132.439.016	463.536.558	953.560.918	1.191.951.148	1.324.390.164	1.324.390.164	1.324.390.164	1.324.390.164	1.324.390.164	1.324.390.164
IDC Capitalization	81.436.133	285.026.465	586.340.156	732.925.195	814.361.327	814.361.327	814.361.327	814.361.327	814.361.327	814.361.327
Amotization Accum.						(213.875.149)	(427.750.298)	(641.625.447)	(855.500.597)	(1.069.375.746)
Book Value intangible Asset	213.875.149	748.563.022	1.539.901.074	1.924.876.342	2.138.751.492	1.924.876.342	1.711.001.193	1.497.126.044	1.283.250.895	1.069.375.746
TOTAL ASSET	1.072.716.174	3.580.130.201	7.291.102.962	9.096.441.061	10.099.406.672	9.888.779.916	9.307.229.892	8.802.733.835	8.366.070.141	7.989.629.131
LIABILITY										
Investment Loan	649.953.174	2.274.836.110	4.679.662.854	5.849.578.567	6.499.531.742	6.499.531.742	6.174.555.155	5.849.578.567	5.524.601.980	5.199.625.393
IDC Loan	81.436.133	285.026.465	586.340.156	732.925.195	814.361.327	814.361.327	773.643.261	732.925.195	692.207.128	651.489.062
Working Capital Loan						58.046.814	58.046.814	58.046.814	58.046.814	58.046.814
Total Liability	731.389.307	2.559.862.574	5.266.003.010	6.582.503.762	7.313.893.069	7.371.939.883	7.006.245.230	6.640.550.576	6.274.855.923	5.909.161.269
EQUITY										
Equity	341.326.867	1.020.267.627	2.025.099.952	2.513.937.299	2.785.513.604	2.810.390.810	2.810.390.810	2.810.390.810	2.810.390.810	2.810.390.810
Retained Earning	0	0	0	0	0	(293.550.776)	(509.406.147)	(648.207.551)	(719.176.591)	(729.922.948)
Total Equity	341.326.867	1.020.267.627	2.025.099.952	2.513.937.299	2.785.513.604	2.516.840.033	2.300.984.662	2.162.183.259	2.091.214.219	2.080.467.862
TOTAL LIABILITY & EQUITY	1.072.716.174	3.580.130.201	7.291.102.962	9.096.441.061	10.099.406.672	9.888.779.916	9.307.229.892	8.802.733.835	8.366.070.141	7.989.629.131
Parity Check ---->	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Lampiran 6
Proyeksi Neraca Aktiva Pasiva Proyek PLTN OPR1000

Keterangan (US\$)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CURRENT ASSET										
Cash Ekuivalen	0	0	0	0	0	772.696.897	1.306.385.561	1.837.011.530	2.365.432.663	2.892.329.212
Inventory	0	0	0	0	0	8.161.526	8.202.334	8.243.346	8.284.562	8.325.985
Total Current Asset	0	0	0	0	0	780.858.423	1.314.587.895	1.845.254.876	2.373.717.225	2.900.655.198
FIXED ASSET										
Land Acquisition	29.881.721	29.881.721	29.881.721	29.881.721	29.881.721	29.881.721	29.881.721	29.881.721	29.881.721	29.881.721
Equipment	338.052.913	1.183.185.196	2.433.980.974	3.042.476.218	3.380.529.131	3.380.529.131	3.380.529.131	3.380.529.131	3.380.529.131	3.380.529.131
Depresiation Accumulation						(270.442.330)	(510.121.846)	(723.781.428)	(915.305.340)	(1.087.884.891)
Book Value tangible Asset	367.934.634	1.213.066.917	2.463.862.695	3.072.357.939	3.410.410.852	3.139.968.521	2.900.289.006	2.686.629.423	2.495.105.511	2.322.525.961
Pre Operating Cost	56.737.976	198.582.914	408.513.424	510.641.780	567.379.755	567.379.755	567.379.755	567.379.755	567.379.755	567.379.755
IDC Capitalization	34.887.916	122.107.707	251.192.997	313.991.246	348.879.162	348.879.162	348.879.162	348.879.162	348.879.162	348.879.162
Amotization Accum.						(91.625.892)	(183.251.783)	(274.877.675)	(366.503.567)	(458.129.459)
Book Value intangible Asset	91.625.892	320.690.621	659.706.420	824.633.025	916.258.917	824.633.025	733.007.134	641.381.242	549.755.350	458.129.459
TOTAL ASSET	459.560.526	1.533.757.538	3.123.569.115	3.896.990.964	4.326.669.769	4.745.459.970	4.947.884.035	5.173.265.541	5.418.578.087	5.681.310.617
LIABILITY										
Investment Loan	278.445.342	974.558.699	2.004.806.466	2.506.008.082	2.784.453.425	2.784.453.425	2.645.230.754	2.506.008.082	2.366.785.411	2.227.562.740
IDC Loan	34.887.916	122.107.707	251.192.997	313.991.246	348.879.162	348.879.162	331.435.204	313.991.246	296.547.288	279.103.330
Working Capital Loan						58.046.814	58.046.814	58.046.814	58.046.814	58.046.814
Total Liability	313.333.259	1.096.666.405	2.255.999.462	2.819.999.328	3.133.332.587	3.191.379.401	3.034.712.771	2.878.046.142	2.721.379.513	2.564.712.883
EQUITY										
Equity	146.227.267	437.091.132	867.569.653	1.076.991.636	1.193.337.182	1.218.214.388	1.218.214.388	1.218.214.388	1.218.214.388	1.218.214.388
Retained Earning	0	0	0	0	0	335.866.181	694.956.875	1.077.005.011	1.478.984.186	1.898.383.346
Total Equity	146.227.267	437.091.132	867.569.653	1.076.991.636	1.193.337.182	1.554.080.569	1.913.171.263	2.295.219.399	2.697.198.574	3.116.597.734
TOTAL LIABILITY & EQUITY	459.560.526	1.533.757.538	3.123.569.115	3.896.990.964	4.326.669.769	4.745.459.970	4.947.884.035	5.173.265.541	5.418.578.087	5.681.310.617
Parity Check ---->	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Universitas Indonesia

Lampiran 7.

Proyeksi Analisis Kelayakan Proyek PLTN AP1000

Keterangan (dalam US\$)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EAT						(293.550.776)	(215.855.371)	(138.801.403)	(70.969.040)	(10.746.357)
Depresiasi						845.147.519	773.340.287	712.603.994	660.934.429	616.714.089
Capital Investment	(991.280.041)	(2.303.823.696)	(3.409.659.069)	(1.658.753.061)	(921.529.478)					
IDC					(814.361.327)					
OUTFLOW	(991.280.041)	(2.303.823.696)	(3.409.659.069)	(1.658.753.061)	(1.735.890.805)					
INFLOW						551.596.742	557.484.915	573.802.590	589.965.389	605.967.732
FV outflow ke saat COD	(1.451.333.108)	(3.066.389.339)	(4.125.687.474)	(1.824.628.367)	(1.735.890.805)					
PV Inflow ke saat COD						501.451.584	460.731.335	431.106.379	402.954.299	376.258.286
Akumulasi Outflow ke saat COD						(12.203.929.093)				
Akumulasi Inflow ke saat COD						5.829.675.903				
NPV						(6.374.253.190)				
IRR (%)						4,49%				
BCR						0,48				
Payback Period						16 tahun	10,5 bulan			

Lampiran 8.

Proyeksi Analisis Kelayakan Proyek PLTN OPR1000

Keterangan (dalam US\$)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EAT						335.866.181	359.090.694	382.048.135	401.979.175	419.399.160
Depresiasi						362.068.222	331.305.407	305.285.474	283.149.803	264.205.442
Capital Investment	(424.672.610)	(986.977.221)	(1.460.726.288)	(710.623.599)	(394.790.889)					
IDC					(348.879.162)					
OUTFLOW	(424.672.610)	(986.977.221)	(1.460.726.288)	(710.623.599)	(743.670.050)					
INFLOW						697.934.403	690.396.101	687.333.610	685.128.979	683.604.602
FV outflow ke saat COD	(621.763.168)	(1.313.666.682)	(1.767.478.808)	(781.685.959)	(743.670.050)					
PV Inflow ke saat COD						634.485.821	570.575.290	516.403.914	467.952.311	424.464.674
Akumulasi Outflow ke saat COD						(5.228.264.668)				
Akumulasi Inflow ke saat COD						6.555.932.794				
NPV						1.327.668.126				
IRR (%)						12,25%				
BCR						1,25				
Payback Period						6 tahun	3,5 bulan			

Universitas Indonesia