

## ANALISIS PROBABILISTIK PADA PERHITUNGAN BIAYA PEMBANGKITAN LISTRIK TERARAS PLTN

Nuryanti<sup>1)</sup>, Akhmad Hidayatno<sup>2)</sup>, Suparman<sup>3)</sup>, Erlinda Muslim<sup>4)</sup>, Armand Omar Moeis<sup>5)</sup>

<sup>1) & 3)</sup> Pusat Pengembangan Energi Nuklir (PPEN) BATAN

Jl. Kuningan Barat, Mampang Prapatan, Jakarta 12710

Telp./Fax: (021)5204243 Email: nuryanti@batan.go.id<sup>1)</sup>, superman@batan.go.id<sup>3)</sup>

<sup>2),4)&5)</sup> Departemen Teknik Industri, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia

Kampus UI Depok, Indonesia

Email: akhmad\_hidayatno@ui.ac.id<sup>2)</sup>, erlinda@eng.ui.ac.id<sup>4)</sup>, armand\_moeis@gmail.com<sup>5)</sup>

Masuk: 15 Maret 2012

Direvisi: 6 April 2012

Diterima: 8 Mei 2012

### ABSTRAK

**ANALISIS PROBABILISTIK PADA PERHITUNGAN BIAYA PEMBANGKITAN LISTRIK TERARAS PLTN.** Keputusan strategis investasi pada proyek infrastruktur seperti PLTN menjadi sangat krusial dan memerlukan analisis yang mendalam, termasuk perhitungan keekonomian. Salah satu aspek dari keekonomian proyek pembangkit adalah perhitungan biaya pembangkitan listrik teraras atau Levelized Unit Electricity Cost (LUEC). Proyek PLTN sangat rentan terhadap sejumlah variabel ketidakpastian, oleh karena itu tujuan penelitian ini adalah untuk melakukan perhitungan LUEC PLTN dengan memasukkan sejumlah variabel ketidakpastian, yaitu dengan pendekatan probabilistik. Pada studi ini dilakukan analisis probabilistik dengan teknik Monte Carlo yang mensimulasikan keterkaitan di antara variabel-variabel ketidakpastian dan dilihat pengaruhnya terhadap LUEC. Hasil penelitian menunjukkan terjadinya peningkatan nilai LUEC pada pendekatan probabilistik dibandingkan dengan pendekatan deterministik (dari 9,8246 cent US\$/kWh menjadi 11,1907 cent US\$/kWh pada AP1000 dan dari 4,7413 cent US\$/kWh menjadi 7,3321 cent US\$/kWh pada OPR1000). Peningkatan nilai LUEC ini mencerminkan terjadinya dispersi akibat adanya beberapa variabel ketidakpastian yang mungkin terjadi dalam proyek, sehingga LUEC hasil analisis probabilistik ini disebut Risk Adjusted LUEC. Dengan analisis probabilistik dapat pula diketahui probabilitas terjadinya LUEC < 8,5 cent US\$/kWh (nilai benchmark), yaitu sebesar 30% pada PLTN AP1000 dan 90% pada PLTN OPR1000.

**Kata kunci:** ketidakpastian, analisis probabilistik, LUEC, PLTN, Monte Carlo

### ABSTRACT

**PROBABILISTIC ANALYSIS ON CALCULATION OF LEVELIZED UNIT ELECTRICITY COST (LUEC) OF NUCLEAR POWER PLANT (NPP).** Strategic investment decisions on infrastructure project such as NPP development are crucial and require careful analysis, including economic calculation. One aspect of the project economic is calculation of LUEC. NPP project are vulnerable to a number of uncertain variables, therefore the purpose of this study was to perform calculations of NPP's LUEC under uncertainties, namely probabilistic approach. In this study probabilistic analysis was done by Monte Carlo techniques that simulate the relationship between the uncertainty variables and visible impact on LUEC. The results showed an increase of LUEC value in probabilistic approach compared to deterministic approach (from US\$ 9.8246 cents/kWh to US\$ 11.1907 cents kWh in AP1000 and from US\$ 4.7413 cents kWh to 7.3321 cents US\$/kWh in OPR1000). The increase reflects the dispersion due to some uncertainty variables that may occur in the project, so LUEC of probabilistic analysis is called Risk Adjusted LUEC. With this analysis can also be known probability of LUEC < US\$ 8.5 cent/kWh (benchmark value), ie by 30% in AP1000 and 90% in OPR1000.

**Keywords:** uncertainties, probabilistic analysis, Monte Carlo technique, NPP

## 1. PENDAHULUAN

Proyek PLTN dicirikan sebagai mega proyek yang padat modal dan padat teknologi serta dengan persyaratan keselamatan dan keamanan yang tinggi. Oleh karena itu perhitungan keekonomian proyek menjadi satu hal yang mutlak dijalankan untuk mengambil keputusan sebelum investasi. Locatelly dan Mancini (2010) menyatakan bahwa literatur tentang keekonomian proyek pembangkit mencakup dua jenis analisis, yaitu analisis deterministik dan analisis probabilistik<sup>[1]</sup>. Analisis deterministik belum mempertimbangkan ketidakpastian yang dapat terjadi dalam proyek sehingga hanya menghasilkan satu nilai tunggal (*single point estimate*). Pada kenyataannya, dalam proyek sangat dimungkinkan terjadinya beberapa ketidakpastian. Ketidakpastian biaya investasi, fluktuasi harga bahan bakar dan keterlambatan (*delay*) masa konstruksi merupakan beberapa contoh ketidakpastian yang dapat terjadi. Oleh karena itu diperlukan suatu pendekatan yang mampu mengakomodasi kemungkinan terjadinya beberapa variabel ketidakpastian tersebut dalam proyek PLTN yaitu dengan analisis probabilistik<sup>[2]</sup>.

Salah satu aspek dari keekonomian proyek pembangkit adalah perhitungan biaya pembangkitan listrik teraras atau *Levelized Unit Electricity Cost (LUEC)*. Tujuan penelitian ini adalah untuk melakukan perhitungan *LUEC* PLTN dengan pendekatan probabilistik pada PLTN AP1000 dan OPR1000. Analisis probabilistik ini menggunakan teknik simulasi Monte Carlo yang mensimulasikan beberapa variabel ketidakpastian sebagai variabel masukan (*input*) dan dilihat pengaruhnya terhadap nilai *LUEC* sebagai keluaran (*output*). Dengan penelitian ini dapat diketahui nilai *LUEC* hasil analisis probabilistik (sering disebut *Risk Adjusted LUEC*) yang dibandingkan dengan nilai *LUEC* hasil analisis deterministik. Selain itu dengan analisis probabilistik juga dapat diketahui berapa probabilitas nilai *LUEC* kurang dari *benchmark* yang ditetapkan dalam *Power Purchase Agreement (PPA)*, sehingga analisis ini dinilai lebih informatif bagi calon investor dalam pengambilan keputusan investasi.

## 2. METODOLOGI

Analisis probabilistik pada perhitungan biaya pembangkitan listrik teraras PLTN ini dilakukan dengan teknik simulasi Monte Carlo. Simulasi Monte Carlo didefinisikan sebagai suatu teknik *sampling* statistik yang digunakan untuk memperkirakan solusi terhadap masalah-masalah kuantitatif<sup>[3]</sup>. Prinsip kerja dari simulasi Monte Carlo adalah membangkitkan angka-angka acak atau sampel dari suatu variabel acak yang telah diketahui distribusinya. Setiap variabel dalam model tersebut memiliki nilai yang memiliki probabilitas yang berbeda, yang ditunjukkan oleh distribusi probabilitas atau biasa disebut dengan *probability distribution function (PDF)* dari setiap variabel<sup>[4]</sup>.

Pembangunan model simulasi Monte Carlo didasarkan pada probabilitas yang diperoleh dari data historis sebuah kejadian dan frekuensinya, dimana<sup>[5]</sup>:

$$P_i = f_i/n \dots\dots\dots(1)$$

dengan:

- P<sub>i</sub> : Probabilitas kejadian i
- f<sub>i</sub> : frekuensi kejadian i
- n : jumlah frekuensi semua kejadian.

Metode Monte Carlo mensimulasikan sistem tersebut berulang kali (banyak iterasi), ratusan bahkan sampai ribuan kali tergantung sistem yang ditinjau, dengan cara memilih sebuah nilai random untuk setiap variabel dari distribusi probabilitasnya. Hasil yang didapatkan dari simulasi tersebut adalah sebuah distribusi probabilitas dari nilai sebuah

sistem secara keseluruhan. Oleh karena itu, dapat dikatakan bahwa simulasi Monte Carlo meniru kondisi lapangan secara numerik<sup>[4]</sup>.

Secara ringkas, langkah-langkah dalam simulasi Monte Carlo dapat dirumuskan sebagai berikut<sup>[6]</sup>:

- a. Mendefinisikan distribusi probabilitas bagi variabel-variabel ketidakpastian. Pendefinisian distribusi probabilitas dapat dilakukan dengan *fitted distribution* dari data masa lalu.
- b. Membuat distribusi probabilitas kumulatif (*Cumulative Distribution Function – CDF*) bagi setiap variabel ketidakpastian tersebut.
- c. Menetapkan sebuah interval angka acak bagi setiap variabel
- d. Membangkitkan angka acak
- e. Menjalankan proses simulasi dengan menggunakan bilangan acak. Penggunaan bilangan acak dalam simulasi faktor-faktor yang sifatnya tidak pasti akan memberikan gambaran dari variasi yang sebenarnya.

### 3. DATA

Secara umum, struktur dari biaya pembangkitan listrik (termasuk listrik dari PLTN) terdiri atas tiga komponen, yaitu<sup>[7]</sup>:

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

Biaya bahan bakar dalam PLTN memuat biaya dekommissioning atau pengelolaan limbah bahan radioaktif. Namun pada prakteknya, biaya dekommissioning ini dimasukkan sebagai salah satu komponen dalam biaya operasi & perawatan.

Sebelum dilakukan perhitungan biaya pembangkitan listrik, perlu didefinisikan terlebih dulu beberapa parameter teknis yang digunakan sebagai basis perhitungan sebagaimana dapat dilihat pada Tabel 1.

**Tabel 1. Parameter Teknis PLTN yang Diteliti (AP1000 & OPR1000)**

No	Parameter	Unit	Nilai
1	Kapasitas Unit <i>Gross</i>	MW	2 x 1000
2	Pemakaian Sendiri ( <i>auxiliary consumption</i> )	%	5,5
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	<i>Burn Up</i>	MWd per metrik ton U <sub>235</sub>	60.000
8	Tahun Dasar ( <i>Reference year</i> )		2010
9	Tingkat diskonto	%	10

- a. Biaya Investasi (*investment cost*)

Biaya investasi dari PLTN terdiri dari *EPC costs* (*Engineering Procurement Construction*), *development costs* dan *other costs*. *Investment cost* PLTN AP1000 yang digunakan dalam studi ini berupa nilai rata-rata dari *investment cost* beberapa kontrak pembangunan PLTN AP1000 di Amerika Serikat, sedangkan *investment cost* PLTN OPR1000 menggunakan data dari IEA (2010). Data *investment cost* disajikan dalam Tabel 2.

**Tabel 2. Data Investment Cost PLTN Referensi<sup>[8],[9]</sup>**

No	Pembangkit	Tahun Estimasi Harga	US\$/kWe	Total Biaya Investasi (US\$)
1.	PLTN AP1000 di Amerika Serikat <sup>[8]</sup>			
	<i>Levy County</i>	April 2010	4.333	8.666.000.000
	<i>Summer</i>	Kuartal 3, 2010	3.520	7.040.000.000
	<i>Vogtle</i>	Agustus 2010	4.323	8.646.000.000
	<i>EIA</i>	Desember 2010	5.339	10.678.000.000
	Rata-rata		4.379	8.758.000.000
2.	PLTN OPR1000 di Korea Selatan <sup>[9]</sup>	2010	1.876	3.752.000.000

b. Biaya Bahan Bakar Nuklir

Komponen biaya bahan bakar nuklir (BBN) terdiri atas dua bagian yaitu *front-end cost* dan *back-end cost*<sup>[10]</sup>. *Front-end cost* adalah biaya yang berkaitan dengan proses bahan bakar yang terjadi sebelum bahan bakar masuk reaktor, sedangkan *back-end cost* adalah biaya yang berkaitan dengan proses bahan bakar setelah bahan bakar dipakai dalam reaktor hingga penyimpanan lestari. Terdapat 4 komponen yang memberi kontribusi pada *front end costs*, yaitu: harga uranium alam ( $U_3O_8$ ), biaya konversi, biaya pengkayaan (*separative work unit/SWU*) dan biaya fabrikasi<sup>[11]</sup>.

Komponen biaya BBN tersebut dieskalasi ke tahun pertama operasi (diasumsikan tahun 2023). Data komponen biaya bahan bakar nuklir tahun 2010 maupun setelah dieskalasi ke tahun pertama operasi ditunjukkan oleh Tabel 3. Tingkat eskalasi diasumsikan sebesar 0,5%, mengacu pada Studi Locatelly & Mancini (2010)<sup>[11]</sup>.

**Tabel 3. Rincian Biaya Bahan Bakar Nuklir (BBN) Tahun 2010<sup>[12]</sup>**

Komponen Biaya BBN	Harga 2010 (US\$)	Harga 2023(US\$)	Total Biaya BBN(US\$)
Harga $U_3O_8$	146	155,78	1.386
Biaya Konversi ( $U_3O_8$ ke UF6)	13	13,87	104
Pengkayaan	155	165,38	1.207
Fabrikasi	240	256,08	256
Biaya BBN (US\$/kg $U_{235}$ )			2.953

Konversi biaya BBN dari US\$/kg  $U_{235}$  (Uranium-235) ke satuan US\$/kWh perlu mempertimbangkan *burn-up* atau daya bakar reaktor maupun nilai kWh per kilo kalori  $U_{235}$ . *Burn Up* adalah besarnya energi yang dihasilkan oleh reaktor untuk setiap metrik ton  $U_{235}$  dan nilai yang dipakai dalam studi ini adalah 60.000 MWd per metrik ton Uranium. Sedangkan nilai kWh per kilo kalori  $U_{235}$  adalah sebesar 860 kWh. Dengan memasukkan kedua nilai tersebut, maka biaya BBN dalam US\$/kWh dapat dihitung ( Tabel 4).

Tabel 4. Biaya BBN dalam US\$/kWh (Hasil Perhitungan)

Parameter	Unit	Nilai
Biaya U <sub>235</sub> tahun 2023	US\$/Ton	2.953.845
<i>Burn up</i> × 24 × kWh/kkal × 1000	Kkal/Ton	1.238.400.000.000
Biaya BBN	US\$/Gkal	2,385210
	<i>cents</i> US\$/kWh	0,657657242

c. Biaya Operasi dan Pemeliharaan

Biaya operasi dan pemeliharaan (*Operation & Maintenance - O&M Cost*) merupakan biaya yang dibutuhkan untuk menjalankan operasi rutin PLTN. *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* (meliputi *back-end cost* dan *decommissioning cost*). Struktur biaya *fixed O&M* mengacu pada studi PLN Litbang (2006) dan dieskalasi dengan tingkat eskalasi 3% per tahun<sup>[11]</sup>. Sedangkan data *variable O&M Cost* mengacu pada studi Rothwell (2011), yaitu sebesar 0,56 US\$/kWe per tahun<sup>[8]</sup>.

Data tersebut selanjutnya menjadi masukan bagi model *spreadsheet* yang digunakan untuk menghitung biaya pembangkitan listrik teraras seperti yang dikembangkan oleh PLN Litbang<sup>[11]</sup>.

## 4. HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1. Hasil Perhitungan LUEC dengan Analisis Deterministik

*LUEC* atau *Levelized Generation Cost (LGC)* adalah biaya pembangkitan listrik yang *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<sup>[11]</sup>.

Formula yang dipakai untuk menghitung *LUEC* adalah<sup>[11]</sup> :

$$LUEC = \frac{I}{\left( E \sum_{t=1}^n (1+r)^{-t} \right)} + \frac{M}{E} + F \dots\dots\dots(2)$$

Keterangan:

- LUEC* : Average Lifetime Levelized generation cost per kWh
- I : Biaya investasi total yang di-diskontokan ke tahun *COD* (*commercial operation date*)
- M : Biaya operasi dan pemeliharaan per tahun
- F : Biaya bahan bakar
- E : Produksi listrik yang dibangkitkan per tahun
- r : Tingkat diskonto (*discount rate*), ditetapkan sebesar 10%
- n : Umur pembangkit

Pada Tabel 2, biaya investasi untuk membangun PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000 berkapasitas 2 × 1000 MW masing-masing adalah sebesar US\$ 8.758.000.000 dan US\$ 3.752.000.000. Biaya investasi tersebut di-*disburse* selama masa konstruksi dengan prosentase tertentu setiap tahun. Adanya *disbursement* ini menyebabkan total biaya investasi didiskonto dengan *discount rate* tertentu ke saat *Commercial Operation Date (COD)* yaitu saat dimana PLTN akan beroperasi secara komersial. Tahun *COD* merupakan tahun terakhir masa konstruksi atau tahun ke-0 masa operasi PLTN<sup>[11]</sup>.

Biaya total investasi I pada tahun COD dihitung dengan formula sebagai berikut<sup>[11]</sup> :

$$I = C + \left( \sum_{t=0}^c S_t K (1+r)^{c-t} \right) \dots\dots\dots(3)$$

dimana:

- I : Biaya investasi total yang di-diskontokan ke tahun COD (*commercial operation date-COD*)
- C : Biaya kontingensi
- K : *Investment cost* (tidak termasuk *contingency cost*)
- S<sub>t</sub> : Prosentase *disbursement of investment cost* yang dicairkan pada tahun ke *t* dalam masa konstruksi
- r : tingkat diskonto (*discount rate*)
- c : masa konstruksi

Diasumsikan masa konstruksi PLTN adalah 5 tahun dan *disbursement* per tahun dari *investment cost* sebesar: 10%, 24%, 37%, 18% dan 10%. Hasil perhitungan *disbursement of investment cost* menurut prosentase *disbursement* tahunan yang telah diasumsikan maupun setelah didiskonto ke tahun COD dapat dilihat pada Tabel 5a untuk PLTN AP1000 dan Tabel 5b untuk PLTN OPR1000.

**Tabel 5a. Hasil Perhitungan Disbursement of Investment Cost PLTN AP1000 Menurut Prosentase Disbursement per Tahun Maupun Setelah Didiskonto ke Tahun COD**

Tahun ke-	Prosentase Disbursement	Investment Loan Drawdown Total (US\$)	Total Investasi (I) terdiskonto (US\$)
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
	Total	8.758.000.0000	10.621.158.501

**Tabel 5b. Hasil Perhitungan Disbursement of Investment Cost PLTN OPR1000 Menurut Prosentase Disbursement per Tahun Maupun Setelah Didiskonto ke Tahun COD**

Tahun ke-	Prosentase Disbursement	Investment Loan Drawdown Total (US\$)	Total Investasi (I) Terdiskonto (US\$)
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
	Total	3.752.000.000	4.550.192.589

Tabel 5a dan 5b menunjukkan terjadinya peningkatan biaya investasi setelah didiskonto ke tahun COD, dari US\$ 8.758.000.0000 menjadi US\$ 10.621.158.501 pada PLTN AP1000 dan dari US\$ 3.752.000.000 menjadi US\$ 4.550.192.589 pada PLTN OPR1000.

Mengingat *investment cost* telah terjadi sebelum PLTN beroperasi, maka dalam perhitungan LUEC komponen *investment cost* ini didiskonto selama umur pembangkit dengan *discount rate* tertentu sehingga menjadi nilai annuitasnya. Formula yang digunakan untuk mendiskonto *investment cost* selama umur proyek adalah<sup>[13]</sup>:

$$AI = I \left[ \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \right] \dots\dots\dots(4)$$

dimana:

- AI : Total *Investment Cost* Tahunan
- I : Total *investment cost* pada tahun COD
- r : Tingkat diskonto (*discount rate*), dalam studi ini ditetapkan sebesar 10%
- n : Umur pembangkit (40 tahun)

Nilai annuitas *investment cost* ini kemudian dibagi dengan total energi listrik tahunan yang dibangkitkan sehingga diperoleh biaya investasi teraras (*levelized investment cost*) yang dinyatakan dalam US\$/kWh. Komponen biaya pembangkitan yang lain yaitu biaya bahan bakar nuklir (BBN) maupun biaya O&M juga dibuat ke dalam US\$/kWh. Setelah semua komponen biaya pembangkitan teraras dijumlahkan, maka terbentuklah suatu biaya pembangkitan listrik teraras atau *Levelized Unit Electricity Cost-LUEC*. Hasil perhitungan LUEC PLTN AP1000 maupun OPR1000 dengan analisis deterministik dapat dilihat pada Tabel 6.

**Tabel 6. Hasil Perhitungan LUEC PLTN AP1000 & OPR1000**

		AP1000		OPR1000	
	Unit	Nilai	%	Nilai	%
LUEC	cents US\$/kWh	9,8246		4,7413	
Investment Cost	cents US\$/kWh	7,7177	78	3,3063	70
O & M	cents US\$/kWh	1,4492	15	0,7773	16
Fuel	cents US\$/kWh	0,6577	7	0,6577	14

Nilai LUEC PLTN AP1000 dan PLTN OPR1000 hasil perhitungan 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 komposisinya, terlihat bahwa *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.

**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*).

#### 4.2.1. Pendefinisian Distribusi Variabel Masukan

Beberapa variabel masukan yang berpotensi menimbulkan *uncertainty* pada nilai LUEC menurut Rothwell (2011) yaitu<sup>[8]</sup>:

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

Mula-mula variabel-variabel ketidakpastian tersebut didefinisikan fungsi distribusinya, selanjutnya disimulasikan pengaruhnya terhadap LUEC. Pendefinisian distribusi umumnya dilakukan dengan cara mengumpulkan sejumlah data historis dan dilanjutkan dengan pencocokan distribusi (*fitted distribution*). Namun bila data historis tidak diperoleh, para peneliti umumnya menggunakan pendekatan studi literatur dan '*best practice*'. Jika keduanya juga tidak diperoleh, langkah terakhir yang dapat diambil adalah pemakaian asumsi<sup>[14]</sup>. Tabel 7 menyatakan pendefinisian distribusi variabel-variabel ketidakpastian. Dalam studi ini, masa konstruksi ditetapkan selama 5 tahun.

**Tabel 7. Pendefinisian Distribusi Variabel-variabel Ketidakpastian**

No	Variabel Ketidakpastian	AP1000	OPR1000	Keterangan
1	<i>Investment Cost</i>	Distribusi <i>Lognormal</i> 4276,65 ± 844,87	Distribusi <i>Lognormal</i> 2,227±742,72	Penentuan Distribusi <i>investment cost</i> AP1000 dilakukan dengan <i>fitted distribution</i> terhadap data historis, sedangkan distribusi <i>investment cost</i> OPR diasumsikan sama dengan AP1000
2	Harga Uranium Alam ( $U_3O_8$ )	Distribusi <i>Pearson5</i> ⊙ = 1,5420; ⊙ = 28,436	Distribusi <i>Pearson5</i> ⊙ = 1,5420; ⊙ = 28,437	Rothwell (2011) <sup>[9]</sup>
3	Pengkayaan Uranium ( <i>Enrichment</i> )	Distribusi <i>Normal</i> 139,740± 22,216	Distribusi <i>Normal</i> 139,740± 22,216	Rothwell (2011) <sup>[9]</sup>
4	<i>Fixed O&amp;M Cost</i>	Distribusi <i>Extvalue</i> ⊙ = 85,21376; ⊙ = 5,16562	Distribusi <i>Extvalue</i> ⊙ = 85,21376; ⊙ = 5,16562	Rothwell (2011) <sup>[9]</sup>
5	<i>Variable O&amp;M Cost</i>	Distribusi <i>Logistic</i> ⊙ = 0,61520 ⊙ = 0,01772	Distribusi <i>Logistic</i> ⊙ = 0,61520 ⊙ = 0,01772	Rothwell (2011) <sup>[9]</sup>
6	Faktor Kapasitas	Distribusi <i>PERT</i> <i>minimum</i> = 0,75; <i>most likely</i> = 0,85; <i>maximum</i> = 0,95	Distribusi <i>PERT</i> <i>minimum</i> = 0,75; <i>most likely</i> = 0,85; <i>maximum</i> = 0,95	Rothwell (2011) <sup>[9]</sup>

#### 4.2.2. Hasil perhitungan LUEC dengan Simulasi Monte Carlo

Simulasi Monte Carlo yang dilakukan untuk mengetahui pengaruh variabel-variabel ketidakpastian terhadap nilai LUEC ini dilakukan dengan bantuan program @Risk. Tabel 8 menunjukkan data statistik hasil simulasi variabel-variabel ketidakpastian terhadap LUEC PLTN AP1000 dan OPR1000.



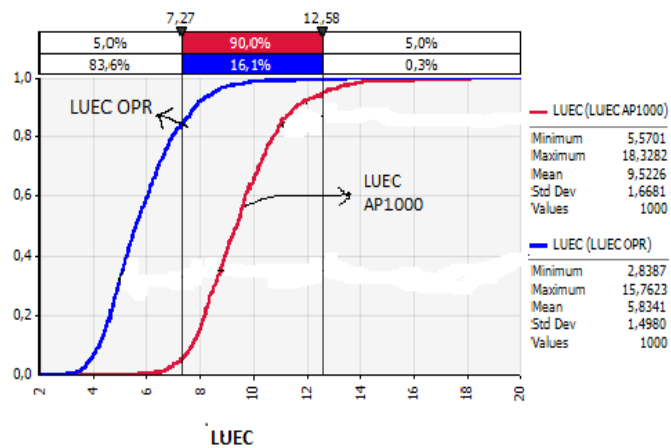
**Tabel 8. Hasil Simulasi Variabel Ketidakpastian  
terhadap LUEC PLTN AP1000 & OPR1000**

Statistik	<i>Risk Adjusted LUEC AP1000</i> (cents US\$/kWh)	<i>Risk Adjusted LUEC OPR1000</i> (cents US\$/kWh)
<i>Minimum</i>	5,5701	2,8387
<i>Maximum</i>	18,3282	15,7623
<i>Mean (rata-rata)</i>	9,5226	5,8341
Standar deviasi	1,6681	1,4980
<i>Variance</i>	2,7826	2,2439

Tabel 8 menunjukkan nilai *Risk Adjusted LUEC* pada PLTN AP1000 yaitu sebesar 11,1907 cent US\$/kWh dan pada PLTN OPR1000 yaitu sebesar 7,3321 cent US\$/kWh. Nilai *Risk Adjusted LUEC* merupakan hasil penjumlahan antara nilai rata-rata dan standar deviasi dari distribusi *LUEC* hasil simulasi. Standar deviasi merupakan ukuran dispersi atau variasi dari suatu variabel. Oleh karena itu nilai *LUEC* hasil simulasi ini diistilahkan dengan *risk adjusted LUEC*<sup>(8)</sup>. *Risk adjusted LUEC* menginformasikan bahwa nilai *LUEC* ini telah memasukkan unsur resiko ataupun ketidakpastian yang mungkin terjadi dalam proyek. Dari Tabel 8 terlihat bahwa jika variabel ketidakpastian dimasukkan dalam perhitungan *LUEC* maka akan terjadi dispersi dari nilai rata-rata *LUEC*-nya sebesar 1,6681 cent US\$/kWh pada PLTN AP1000 dan sebesar 1,4980 cent US\$/kWh pada PLTN OPR1000. Oleh karena itu, jika dibandingkan dengan nilai *LUEC* hasil perhitungan yang terdapat pada Tabel 8 terlihat adanya peningkatan pada nilai *LUEC* hasil simulasi. Pada PLTN AP1000, nilai *LUEC* meningkat dari 9,8246 cent US\$/kWh (hasil perhitungan) menjadi 11,1907 cent US\$/kWh (hasil simulasi). Sedangkan pada PLTN OPR1000, nilai *LUEC* meningkat dari 4,7413 cent US\$/kWh (hasil perhitungan) menjadi 7,3321 cent US\$/kWh (hasil simulasi). Terjadinya kenaikan nilai *LUEC* ini menunjukkan bahwa jika variabel ketidakpastian tidak termonitor dengan baik maka akan sangat mungkin menyebabkan terjadinya *cost overrun* (pembengkakan) biaya pembangkitan listrik teraras. Oleh karena itu, kebijakan-kebijakan yang memungkinkan untuk memonitor variabel-variabel ketidakpastian tersebut akan membantu menurunkan nilai *LUEC* PLTN.

Berdasar komposisi *LUEC* pada Tabel 6 terlihat bahwa *investment cost* memegang porsi 70-80%, oleh karena itu variabel ini menjadi paling utama dimonitor dibanding variabel-variabel lainnya. Kebijakan-kebijakan yang memungkinkan untuk mengurangi nilai *investment cost* akan membantu menurunkan nilai *LUEC* PLTN, misalnya dengan meningkatkan porsi partisipasi industri nasional dalam proyek PLTN tersebut.

Gambar 1 menunjukkan fungsi distribusi kumulatif hasil simulasi variabel-variabel ketidakpastian terhadap *LUEC* PLTN AP1000 dan PLTN OPR. Fungsi distribusi kumulatif ini digunakan untuk mengetahui probabilitas terjadinya *LUEC* kurang dari nilai *benchmark*. Nilai *benchmark* yang dimaksud adalah nilai *LUEC* yang nantinya akan ditetapkan sebagai harga jual listrik PLTN ke PLN yang disepakati dalam PPA (*Power Purchase Agreement*). Diasumsikan bahwa nilai *benchmark* dalam studi ini ditetapkan sebesar 8,5 cent US\$/kWh. Asumsi ini diambil dengan pertimbangan bahwa PLTN merupakan pembangkit yang diproyeksikan untuk menanggung kebutuhan beban dasar dan pengalaman PPA untuk pembangkit penanggung beban dasar selama ini berkisar pada angka tersebut.



**Gambar 1. Fungsi Distribusi Kumulatif Hasil Simulasi Variabel Ketidakpastian terhadap LUEC PLTN AP1000 & OPR1000**

Dari Gambar 1 terlihat bahwa probabilitas terjadinya LUEC AP1000 < 8,5 cent US\$/kWh hanya sekitar 30%, sedangkan untuk OPR1000 probabilitas terjadinya LUEC < 8,5 cent US\$/kWh adalah sekitar 90%.

## 5. KESIMPULAN

Analisis probabilistik pada perhitungan *LUEC* terbukti mampu memberikan informasi yang lebih variatif dibandingkan dengan analisis deterministik. Pada pendekatan deterministik diperoleh suatu nilai *LUEC* tunggal, masing-masing sebesar 9,8246 cent US\$/kWh (pada PLTN AP1000) dan 4,7413 cent US\$/kWh (pada PLTN OPR1000). Dengan analisis probabilistik, nilai *LUEC* yang diperoleh berupa suatu fungsi distribusi dengan suatu nilai rata-rata dan nilai standar deviasi tertentu yang mencerminkan unsur ketidakpastian yang mungkin terjadi dalam proyek. Oleh karena itu nilai *LUEC*-nya disebut sebagai *Risk Adjusted LUEC* (11,1907 cent US\$/kWh pada PLTN AP1000 dan 7,3321 cent US\$/kWh pada PLTN OPR1000). Dengan pendekatan probabilistik ini dapat pula diketahui probabilitas terjadinya *LUEC* kurang dari nilai *benchmark* yang ditetapkan (8,5 cent US\$/kWh), yaitu sebesar 30% pada PLTN AP1000 dan 90% pada PLTN OPR1000.

Variabel-variabel ketidakpastian yang mempengaruhi nilai *LUEC* harus dimonitor dengan baik sehingga terjadinya pembengkakan nilai *LUEC* (*cost overrun*) dapat dihindari.

## REFERENSI

- [1] LOCATELLI, G., MANCINI, M., "Small-medium Sized Nuclear, Coal and Gas power plant: A Probabilistic Analysis of Their Performances and Influence of CO<sub>2</sub> Cost", *Energy Policy*, 38, 6360-6374, 2010.
- [2] RODE, at al, "Montecarlo 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, 2001.
- [3] HOLTON, Glyn A., *Value-at-Risk: Theory and Practice*, 2<sup>nd</sup> ed. E-book at <http://value-at-risk.net>. Diakses tanggal 4 Februari 2012
- [4] TJONG, W., F., "Aplikasi Statistik Ekstrem dan Simulasi Monte Carlo dalam Penentuan Beban Rencana pada Struktur dengan Umur Guna Tertentu", *Dimensi Teknik Sipil*, Vol. 3, No. 2, September 2001, 84-88, ISSN 1410-9530

- [5] CAHYO, W., N., "Pendekatan Simulasi Monte Carlo untuk Pemilihan Alternatif dengan Decision Tree pada Nilai Outcome yang Probabilistik", Teknoin, Volume 13, Nomor 2, Desember 2008, 11-17, ISSN: 0853 – 8697.
- [6] \_\_\_\_\_, "Model Simulasi Monte Carlo", [sutanto.staf.uns.ac.id](http://sutanto.staf.uns.ac.id), diakses tanggal 30 Nopember 2012
- [7] ZUHAL, "Ketenagalistrikan Indonesia", PT Ganeca Prima, Jakarta, 1995.
- [8] ROTHWELL, "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, 2011
- [9] OECD, IEA, NEA, "Projected Cost of Generating Electricity (2010 Edition)", 2010
- [10] BIRMANO, M. D., "Konsep dan Ciri Ekonomi Daur Bahan Bakar Nuklir", Couching Perhitungan Ekonomi dan Pendanaan PLTN, PPEN-BATAN Jakarta, 3-21 September 2007
- [11] PT PLN (Persero) Litbang, "Studi Ekonomi, Pendanaan dan Struktur "owner" dalam Rangka Rencana Persiapan Pembangunan PLTN Pertama di Indonesia", PLN, Jakarta, 2006.
- [12] \_\_\_\_\_, "The Economics of Nuclear Power, Updated 9 March 2011", <http://www.world-nuclear.org/info/inf02.html>. Diakses 12 Oktober 2011
- [13] BLANK & TARQUIN, "Engineering Economy", 6th, Mc Graw Hill, Singapore, 2008
- [14] YE, S. & TIONG, R., "NPV at risk method in infrastructure project investment evaluation", Journal of Construction Engineering and Management, (May/June 2000).