

PERHITUNGAN BIAYA INVESTASI DAN PENENTUAN HARGA TARIF LISTRIK PADA PEMBANGUNAN PLTN PERTAMA DI INDONESIA

Mochamad Nasrullah,*)
Sudi Arianto**)

ABSTRAK

Pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir (PLTN) sebagai salah satu alternatif pembangkit listrik yang akan dibangun di Indonesia diharapkan dapat menarik investor agar dapat menanamkan modalnya dalam sektor kelistrikan tersebut. Perhitungan biaya investasi dan penentuan harga tarif listrik pada pembangunan PLTN pertama di Indonesia menjadi penting bagi investor sebagai informasi awal untuk menanamkan modalnya pada proyek tersebut. Dengan menggunakan spreadsheet dihitung biaya pembangunan termasuk eskalasi dan Interest During Construction (IDC) juga kelayakan finansial termasuk levelized tariff yang dihasilkan. Hasil kajian menunjukkan Biaya pembangunan sesaat (overnight cost) sebelum eskalasi adalah US \$ 2.682.865.200,- dan setelah adanya eskalsi dan IDC biaya pembangunan menjadi US \$ 3.795.712.088,- atau sekitar 1.807,5 US\$/kWe. Levelized Tarrif atau Power Purchase Agereement (PPA) PLTN menunjukkan nilai 4,57 cents/kWh. Levelized tariff 3,5 cents/kWh tidak layak untuk proyek karena semua parameter finansial menunjukkan nilai negatif. Namun mulai tarif 4,0 cents/kwh sampai 5,5 cents/kWh pada penelitian tersebut secara finansial layak untuk dilanjutkan. Namun dari sisi investor tarif yang paling aman dan menguntungkan berkisar antara 4,87 cents/kWh sampai dengan 5,11 cents/kWh.

ABSTRACT

Nuclear power plant as one alternative power plant for Indonesia is expected to attract interest of investors to invest in electricity sector. Calculation of investment cost and electricity tariff is an early necessary information needed by investors. Spreadsheet calculations on construction cost including Interest During Construction and escalation as well as financial viability are implemented. Result of the study show that overnight cost before escalation is US \$ 2.682.865.200,- and after IDC and escalation it becomes US \$ 3.795.712.088 or 1.807,5 US\$ / kWe. Levelized Tarrif is at around 4,57 cents / kWh. Levelized Tarrif is 3,5 cents / kWh not feasible to the project of because all finansial paramter show negative value. The project is financialy feasible if calculated levlizied tariff within a range of 4,0 cents / kwh - 5,5 cents / kWh. The most profitable tariff for investor is within a range of 4,87 cents / kWh - 5,11 cents / kWh.

*) Staf Bidang Manajemen Persiapan Pembangunan PLTN – PPEN

**) Kepala Bidang Manajemen Persiapan Pembangunan PLTN

I. PENDAHULUAN

Ditetapkannya Rencana Umum Kelistrikan Nasional (RUKN) tahun 2005 tentang kebijakan nasional sektor kelistrikan nasional, membuat energi nuklir menjadi salah satu energi yang akan dimanfaatkan di sektor kelistrikan Indonesia dalam rangka kebijakan diversifikasi energi nasional. Pertumbuhan ekonomi yang merupakan sasaran pembangunan nasional tidak terlepas dari masuknya investasi dalam membangun sektor riil khususnya sektor kelistrikan. Permasalahannya adalah pemerintah mengalami kesulitan dalam mendanai sektor kelistrikan tersebut. Oleh karena itu pemerintah perlu menarik investor baik dari dalam maupun luar negeri untuk mengatasi kesulitan dalam pendanaan tersebut.

Pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Nuklir (PLTN) sebagai salah satu alternatif pembangkit listrik yang akan dibangun di Indonesia diharapkan dapat menarik investor agar dapat menanamkan modalnya dalam sektor kelistrikan tersebut. Biaya pembangunan dan pendanaannya menjadi penting bagi investor sebagai informasi awal untuk menanamkan modalnya. Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Paiton telah menetapkan harga *Purchasing Power Agreement* (PPA) sebesar 4,93 cents/kWh. Untuk mengetahui harga jual (PPA) PLTN dengan menggunakan *spread sheet* akan dihitung biaya pembangunan dan kelayakan secara finansial termasuk harga tarif listrik (PPA) PLTN yang akan dibangun di Indonesia.

II. METODE PENELITIAN

Metode yang digunakan adalah spreadsheet dengan menghitung:

1. Biaya pembangunan termasuk eskalasi, IDC dan fee
 - a. Biaya pembangunan sesaat (Overnight Cost) = Σ total biaya EPC + Biaya pembangunan dan lain-lain
 - b. Biaya pembangunan (termasuk eskalasi) = Σ biaya pembangunan + eskalasi + Interest During Construction (IDC)
 - c. Eskalasi ini dikenakan pada biaya pembangunan sesaat (Overnight Cost).
Besarnya biaya eskalasi dapat dihitung dengan rumus:

$$P(t) = P(t_1) \times [A + B(Lt/LI) + C (Mt/MI)]$$

Dimana:

$P(t)$ = Harga pada tahun ke- t

$P(t_1)$ = Harga dasar, yang dibayar saat ini

L_t = Biaya tenaga kerja pada tahun ke- t

L_i = Harga dasar untuk biaya tenaga kerja, yang dibayar saat ini

M_t = Harga material pada saat ini

M_i = Harga material pada tahun ke- t .

A, B, C = Koefisien

- d. IDC dapat dihitung dengan menggunakan persamaan:

$$IDC = \sum Cte [(1 + it)^{T_0 - t - 1}]$$

Dimana:

Cte = Komponen biaya yang telah dieskalasi

it = Suku bunga

T_0 = Waktu PLTN mulai beroperasi secara komersial

2. Levelized Tarrif

Metode perhitungan *levelized tariff* biaya pembangkitan (UGC) yang digunakan adalah:

$$\text{Dan, } UGC = \frac{\text{Sum(revenue requirements(PV))}}{\text{Sum(electricity generated (PV))}}$$

$$UGC = \frac{[\text{Fixed Charge} + \text{O\&M Cost} + \text{Fuel Cost}]}{\text{Power Generation}}$$

Dimana :

PV = *Present Value*

UGC = *Unit Generation Cost (Cent/kWh)*

Fixed Charge = *Return on equity and debt + Depreciation + Taxes*

Biaya O&M = *Biaya operasi dan perawatan pembangkit + Decommissioning + biaya radwaste management*

3. Kelayakan finansial

Kelayakan finansial dari proyek dapat diketahui dari parameter:

- a. *Internal Rate of Return (IRR)* yang akan dibandingkan dengan *Weight Average Cost of Capital (WACC)*. Apabila $IRR > WACC$ maka proyek layak
- b. *Net Present Value (NPV)*. Apabila $NPV > 0$ maka proyek layak

- c. *Pay back periode(PB)*. Tingkat pengembalian investasi tanpa memperhitungkan nilai waktu uang
- d. *Benefit Cost ratio (BC)*. Apabila nilai $BC > 1$ maka proyek layak

III. DATA DAN ASUMSI YANG DIGUNAKAN

III.1. Data yang digunakan

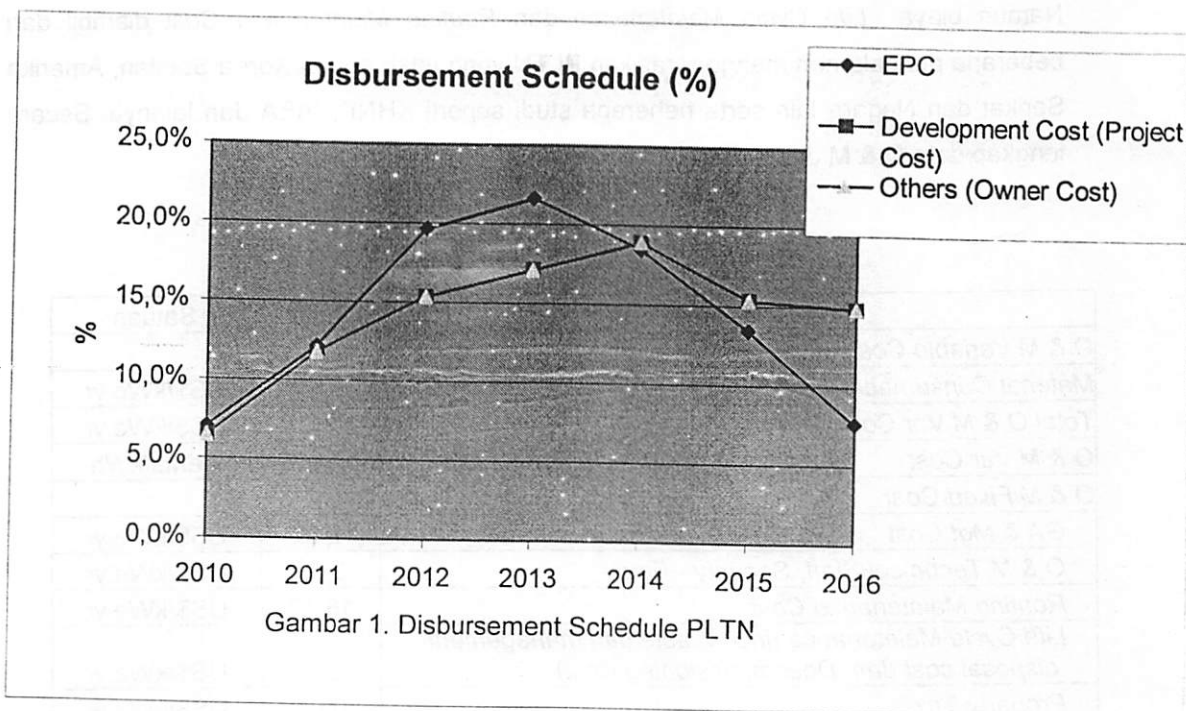
Data yang digunakan berasal dari berbagai studi di antaranya Studi Perusahaan Listrik Negara (PLN) tahun 2005, Studi *Korea Hydro Nuclear Power (KHNP)* tahun 2004, dan studi lain yang menunjang penelitian ini.

Data teknis dan ekonomis PLTN yang digunakan dapat dilihat pada Tabel 1.

Tabel 1. Data Teknis dan Ekonomi PLTN

Sumber data: KHN P, 2004 ¹)	No.	Keterangan	Unit	Jumlah
	1	Jenis Pembangkit	PWR	
	2	Kapasitas Pembangkit	MWe	2 x 1050
	3	Efisiensi Pembangkit	%	33
	4	Pemakaian sendiri	%	5
	5	Masa konstruksi	Tahun	7
	6	Umur ekonomi	Tahun	60
	7	Faktor Kapasitas	%	85
	8	Jenis Proyek	Turn-key base	

Untuk menghitung biaya investasi dan IDC pada masa konstruksi diperlukan *disbursement schedule*. Penggunaan *disbursement schedule* tersebut menggunakan masa konstruksi 7 tahun untuk PLTN jenis PWR dengan kapasitas 2 x 1.050 MWe. *Disbursement schedule* dapat digambarkan pada Gambar 1.



Penggunaan biaya investasi mengacu pada studi KHNP, khususnya biaya EPC. Sedangkan pada biaya pengembangan dan biaya lain-lain berdasarkan pengalaman pembangunan PLTU yang telah dibangun. Secara lengkap biaya Investasi PLTN dapat dilihat pada Tabel 2.

Tabel 2. Data Biaya Investasi PLTN

No.	Keterangan	Nilai (US\$) tidak termasuk eskalasi
1	<i>NI equipment</i>	890.000.000
2	<i>CI equipment</i>	395.000.000
3	<i>BOP equipment</i>	160.000.000
4	<i>Civil Works</i>	317.000.000
5	<i>Erection</i>	170.000.000
6	<i>Start Up</i>	70.000.000
7	<i>Engineering</i>	272.000.000
	total EPC	2.274.000.000
8	<i>Development Cost</i>	90.960.000
9	<i>Others</i>	317.905.200
	total Overnight cost	2.682.865.200

Sumber data: KHNP, 2004 ¹⁾

Biaya O & M terdiri atas biaya variabel O & M dan biaya tetap O & M. Penggunaan biaya tenaga kerja sudah disesuaikan dengan standar penggajian PLN dan pengenaan asuransi, pajak juga sudah disesuaikan berdasarkan pengalaman pembangunan PLTU. Namun biaya *Life Cycle Maintenance* dan *Routine Maintenance Cost* diambil dari beberapa pengalaman mengoperasikan PLTN yang telah ada di Korea Selatan, Amerika Serikat dan Negara lain serta beberapa studi seperti KHNP, IAEA dan lainnya. Secara lengkap data O & M dapat dilihat pada Tabel 3.

Tabel 3. Biaya Total O & M

Keterangan	Nilai	Satuan
O & M Variable Cost		
<i>Material Consumable</i>	7,1429	US\$/kWe.yr
Total O & M Var Cost	7,1429	US\$/kWe.yr
O & M Var Cost	0,1015	Cents/kWh
O & M Fixed Cost		
<i>GA & Mgt Cost</i>	1,15	US\$/kWe.yr
<i>O & M Technical Staff, Security - Equiv</i>	3,50	US\$/kWe.yr
<i>Routine Maintenance Cost</i>	15,12	US\$/kWe.yr
<i>Life Cycle Maintenance (incl. Waste dan management disposal cost dan Decommissioning Cost)</i>	12,12	US\$/kWe.yr
<i>Property Tax</i>	0,01	US\$/kWe.yr
<i>Plant Insurance</i>	3,22	US\$/kWe.yr
<i>Cont. + Water Supply</i>	3,81	US\$/kWe.yr
Total O & M Fixed Cost	38,93	US\$/kWe.yr
O & M Fixed Cost	0,5533	Cents/kWh
Total O&M Cost	0,6548	Cents /KWh

Sumber data: PT. PLN (Persero) Litbang, 2006⁹⁾

Harga biaya bahan bakar nuklir diambil dari studi IAEA berdasarkan High Demand Resources dengan menggunakan data median. Secara rinci harga bahan bakar nuklir dapat dilihat pada Tabel 4.

Tabel 4. Biaya Bahan Bakar Nuklir

No	Keterangan	2017	2018	2019
Harga Bahan Bakar Nuklir (US\$/ton)				
1	<i>U₃O₈</i>	832	852	872
2	<i>Conversion</i>	116	116	116
3	<i>Enrichment</i>	691	691	691
4	<i>Fuel Fabrication</i>	352	352	352
	Total	1992	2012	2032

Sumber data: The University of Chicago, 2004⁴⁾

III.2. Asumsi yang digunakan

Asumsi yang digunakan dalam penelitian adalah menggunakan exchange rate 1 US \$ sama dengan Rp.10.250,-. Data investasi menggunakan Engineering Procurement Construction (EPC) dari studi KHNP. Dengan masa konstruksi yang membutuhkan waktu yang relatif lama, maka eskalasi diasumsikan sebesar 3 % per tahun. Sedangkan biaya pengembangan dan biaya lain lain menggunakan data dari pengalaman dari pembangunan pembangkit listrik di Indonesia. Bahan bakar dihitung berdasarkan data dari IAEA tahun 2001, Biaya Operational dan Maintenance menggunakan data biaya tenaga kerja menggunakan standar PLN. Sedangkan interest rate diambil dari London Interbank Offering Rate (LIBOR) yang ditambah dengan resiko. Porsi debt : equity adalah 70 : 30 dan akan didanai oleh beberapa Bank. Bank A dan B (Export Credit Agency), Bank C (Commercial Bank)

IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

Sesuai dengan salah satu tujuan penelitian yaitu untuk mendapatkan biaya pembangunan, maka dengan menggunakan *spread sheet* dihitung data investasi yang tersedia sebelum (*Overnight Cost*) dan sesudah adanya eskalasi ditambah dengan IDC. Hasil perhitungan biaya pembangunan ini bisa dilihat pada Tabel 5.

Tabel 5. Hasil Perhitungan Biaya Pembangunan

No.	Keterangan	Nilai (US\$) tidak termasuk eskalasi	Nilai (US\$) termasuk eskalasi
1	<i>NI equipment</i>	890.000.000	1.061.712.021
2	<i>CI equipment</i>	395.000.000	470.820.275
3	<i>BOP equipment</i>	160.000.000	187.743.369
4	<i>Civil Works</i>	317.000.000	372.833.232
5	<i>Erection</i>	170.000.000	205.736.093
6	<i>Start Up</i>	70.000.000	87.117.718
7	<i>Engineering</i>	272.000.000	322.923.621
	total EPC	2.274.000.000	2.708.886.329
8	Biaya Pengembangan	90.960.000	109.927.251
9	Biaya Lain-lain	317.905.200	384.195.743
	total <i>Overnight cost</i>	2.682.865.200	3.203.009.323
	IDC		592.702.765
	Total Investasi + Eskalasi + IDC		3.795.712.088

Hasil perhitungan tersebut menunjukkan bahwa dengan penambahan eskalasi *overnight cost* mengalami kenaikan 19,4 %. Total Investasi dengan penambahan eskalasi dan IDC menjadi US \$ 3.795.712.088 atau 1.807,5 US\$/kWe

Tujuan penelitian yang lain dalam kasus ini adalah menghitung komponen tarif yang terdiri atas komponen A, B, C dan D termasuk *levelized tariff*. Komponen A (*Capital Cost Recovery Rate*) adalah komponen tarif berdasarkan kapasitas dan *Availability* pembangkit listrik. Komponen B (*Fixed O&M Rate*) adalah komponen tarif berdasarkan kapasitas dan *Availability* pembangkit listrik. Komponen C (*Energy Charge Rate*) adalah komponen tarif berdasarkan *actual loading* dari pembangkit listrik. Komponen D (*Variable O&M Rate*) adalah komponen tarif berdasarkan *actual loading* dari pembangkit listrik. Penjumlahan Komponen A, B, C dan D dan di buat present value, disebut *Levelized Tariff* dari komponen tarif tersebut dan biasa dikatakan harga PPA .

Tabel 6. Hasil Perhitungan Komponen Tarif dan *Levelized Tariff*

Komponen Tarif	Satuan	2017	2026	2036	2046	2056
Komponen A	Cents US/kWh	2,9522	2,9522	2,9522	2,9522	2,9522
Komponen B	Cents US/kWh	0,5533	0,7933	1,2156	1,9280	3,1847
Komponen C	Cents US/kWh	0,4435	0,5197	0,6335	0,7723	0,9414
Komponen D	Cents US/kWh	0,1074	0,1234	0,1504	0,1834	0,2235
Total Tarif	Cents US/kWh	4,0565	4,3887	4,9518	5,8359	7,3019
NPV Energy Produce	MWh	147.281				
NPV Sales Revenue	US \$ juta	6.735				
Levelized Tariff	Cents US/kWh	4,57				

Hasil perhitungan pada Tabel 6 menunjukkan harga PPA PLTN (4,57 cents/kWh) lebih murah dibandingkan dengan harga PPA PLTU Paiton (4,93 cents/kWh). Namun untuk memutuskan kelayakan suatu proyek bukan hanya melihat tarif PPA, tetapi harus melihat parameter kelayakan finansial lainnya, hal ini bisa dilihat pada Tabel 7.

Tabel 7. Hasil Perhitungan Tarif dan Kelayakan Finansial

Investment Analysis	Satuan	Nilai
IRR Equity	%	10,65%
IRR Project	%	9,39%
WACC	%	7,73%
NPV	Juta US\$	647
BCR		1,29
Payback Period	Tahun, bulan	7 tahun 5 bulan

Hasil perhitungan tarif dan kelayakan finansial menunjukkan bahwa tingkat pengembalian investasi tanpa memperhitungkan nilai waktu uang adalah 7 tahun 5 bulan ditambah masa konstruksi 7 tahun sehingga tingkat pengembalian investasi (*payback*

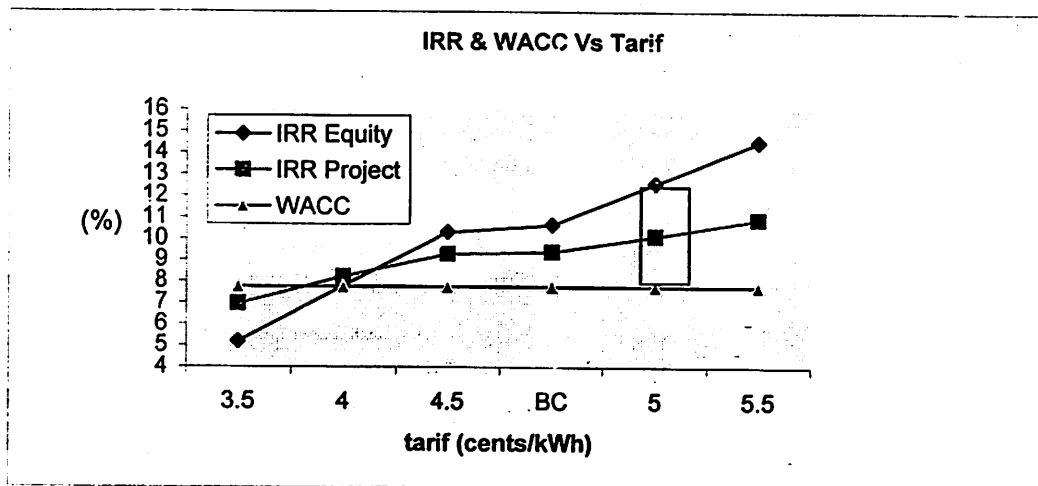
periode) menjadi 14 tahun 5 bulan. *Benefit Cost Ratio (BCR)* merupakan salah satu parameter kelayakan proyek, apabila nilai BCR menunjukkan lebih dari 1 maka proyek tersebut layak, pada Tabel 6 tersebut menunjukkan nilai 1,29, oleh karena itu proyek tersebut apabila diukur dengan parameter BCR maka akan layak. Sedangkan *Net Present Value (NPV)* merupakan parameter kelayakan finansial yang sudah memperhitungkan nilai waktu uang, apabila nilai menunjukkan positif atau lebih dari nol, maka proyek tersebut dinyatakan layak untuk dijalankan. Hasil perhitungan menunjukkan NPV sebesar 647 juta US\$, sehingga proyek tersebut layak untuk dilanjutkan. Sedangkan IRR adalah parameter yang menunjukkan tingkat pengembalian suatu investasi dengan memperhitungkan nilai waktu uang dengan tingkat diskonto (*discount rate*) tertentu. Biasanya Investor akan dihadapkan pada pilihan apakah berminat menanamkan modalnya pada PLTN tersebut ataukah cukup di tabung di Bank tanpa adanya risiko. Hasil perhitungan menunjukkan nilai IRR baik *equity* maupun proyek lebih besar dari nilai WACC, artinya dengan selisih 1,66 % IRR proyek lebih besar dari WACC proyek masih dianggap layak untuk dijalankan. Bagi pemilik modal sendiri (*equity*) akan melihat bahwa IRR *Equity* harus lebih besar daripada WACC untuk menunjukkan layaknya suatu proyek. Hasil perhitungan menunjukkan selisih 2,92% IRR *equity* lebih besar dari WACC, oleh karena itu proyek layak untuk dilanjutkan. Namun nilai IRR dan WACC bergantung pada jenis pinjaman uang (*loan*) yang akan dipinjam. Apabila jenis pinjaman tersebut ada jaminan dari Pemerintah, maka biasanya pinjaman tersebut tingkat bunganya (*interest rate*) rendah. Dengan diasumsikan porsi Bank A dan B berjumlah 80% yang berasal dari *Export Credit Agency (ECA)* dan sisanya 20% berasal dari Bank *Commercial*, dengan mempertimbangkan *interest rate* LIBOR yang rata-rata tahun 2005 adalah 4 %, juga memperimbangkan nilai risiko apabila investor akan menanamkan modalnya di suatu negara, maka apabila diasumsikan risiko apabila berinvestasi di Indonesia berkisar antara 3% sampai dengan 4%, maka WACC bernilai sekitar 7% sampai dengan 8%. Sedangkan IRR *equity* dapat diperkirakan nilainya dengan menambahkan 5% dari nilai WACC (kebiasaan Perbankan di Indonesia), sehingga IRR *equity* yang baik menurut investor berkisar antara 12% sampai 13%. Oleh karena itu diperlukan analisis sensitivitas untuk mengetahui tarif yang layak menurut pihak *equity* bukan hanya layak secara finansial.

Untuk mengetahui pengaruh penurunan atau kenaikan tarif terhadap kelayakan proyek, maka diperlukan analisis sensitivitas. Dalam penelitian ini tarif yang digunakan adalah 3,5 cents/kWh, 4 cents/kWh, 4,5 cents/kWh, 5 cents/kWh dan 5,5 cents/kWh. Hasil perhitungan tarif listrik terhadap IRR dapat dilihat pada Tabel 8.

Tabel 8. Hasil Perhitungan Analisis Sensitivitas Tarif Listrik terhadap IRR

Investasi termasuk eskalasi + IDC (US\$/kWe)	Parameter yang diteliti	IRR Proyek (%)					
		Tarif 3,5 cents/kWh	Tarif 4,0 cents/kWh	Tarif 4,5 cents/kWh	BC	Tarif 5,0 cents/kWh	Tarif 5,5 cents/kWh
1.807,5	IRR Equity	5,18	7,78	10,30	10,65	12,58	14,51
	IRR Project	6,95	8,23	9,29	9,39	10,12	10,92
	WACC	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73	7,73
	NPV (US juta\$)	(276)	185	602	647	969	1.351
	BCR	0,88	1,08	1,27	1,29	1,44	1,61
	Payback Periode	10 th, 10,3 bl	8 th, 7,4 bl	7 th, 5,5 bl	7 th, 5 bl	6 th, 9,7 bl	6 th, 2,3 bl

Menurut hasil perhitungan tarif listrik tersebut untuk tarif 3,5 cents/kWh proyek tidak layak untuk dilanjutkan, hal ini disebabkan terlalu rendahnya harga tarif listrik yang ditetapkan dan berakibat biaya produksi listrik lebih besar dari pada penjualan listrik yang dihasilkan. Sedangkan mulai tarif 4,0 cents/kWh sampai dengan 5,5 cents /kWh proyek layak untuk dilanjutkan. Namun apabila mempertimbangkan minat investor, maka proyek sebaiknya mempunyai tarif berkisar antara 4,87 cents/kWh sampai dengan 5,11 cents/kWh yang mempunyai IRR Equity berkisar antara 12% sampai dengan 13 %



Gambar 2. Analisis Sensitivitas IRR & WACC vs Tarif

V. KESIMPULAN DAN SARAN

KESIMPULAN

1. Biaya pembangunan sesaat (*overnight cost*) sebelum eskalasi menunjukkan nilai US \$ 2.682.865.200,-. Setelah adanya eskalasi dan IDC, biaya pembangunan menjadi US \$ 3.795.712.088,- atau sekitar 1.807,5 US\$/kWh.
2. Levelized Tariff (PPA) PLTN menunjukkan nilai 4,57 cents/kWh, apabila dibandingkan dengan tarif PPA PLTU Paiton yaitu sebesar 4,93 cents/kWh, maka PLTN 0,36 cents/kWh lebih murah dibandingkan PLTU Paiton.
3. Hasil analisis sensitivitas menunjukkan, bahwa tarif 3,5 cents/kWh tidak layak untuk diteruskan karena semua parameter finansial menunjukkan nilai negatif. Namun mulai tarif 4,0 cents/kWh sampai 5,5 cents/kWh pada penelitian tersebut secara finansial layak untuk dilanjutkan. Namun pihak investor akan melihat bahwa untuk tarif yang paling aman dan menguntungkan adalah nilai tarif berkisar antara 4,87 cents/kWh sampai dengan 5,11 cents/kWh.

SARAN

- Dengan kompleksnya data yang digunakan dan pada masing-masing PLTN mempunyai perbedaan asumsi yang digunakan maka perlu beberapa skenario yang menggambarkan skenario optimis dan pesimis
- Penggunaan parameter sensitivitas perlu diperluas sehingga dapat diketahui hasil yang akurat dalam pengambilan keputusan

DAFTAR PUSTAKA

1. KHNP (*Korea Hydro Nuclear Power*), *Indonesia-Korea Joint Study On Program Preparation and Planning of The NPP Development In Indonesia*, 2004
2. KEPCO (*Korea Electric Power Corporation*), *Preliminary Report for Joint Study on the Construction of KSN-1000 in Indonesia (II)*, 1998
3. PT Purna Bina Indonesia, *Financing Study for First Indonesian Nuclear Power Plant Project Volume 2 – Final Report Appendices*, 1997.
4. The University of Chicago, *The Economic Future Of Nuclear Power*, August, 2004
5. PT. PLN (Persero) Litbang, *Studi Ekonomi, Pendanaan dan Struktur Owner dalam rangka rencana persiapan pembangunan PLTN pertama di Indonesia*, 2006