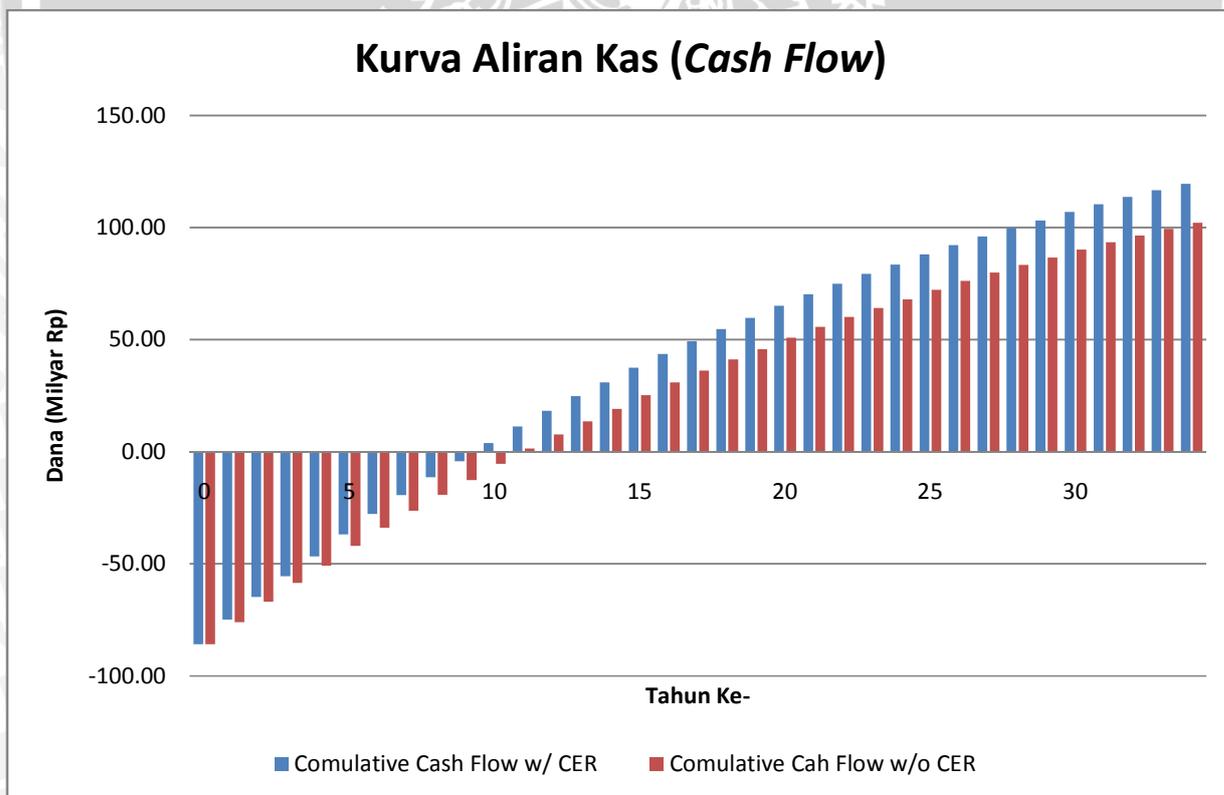
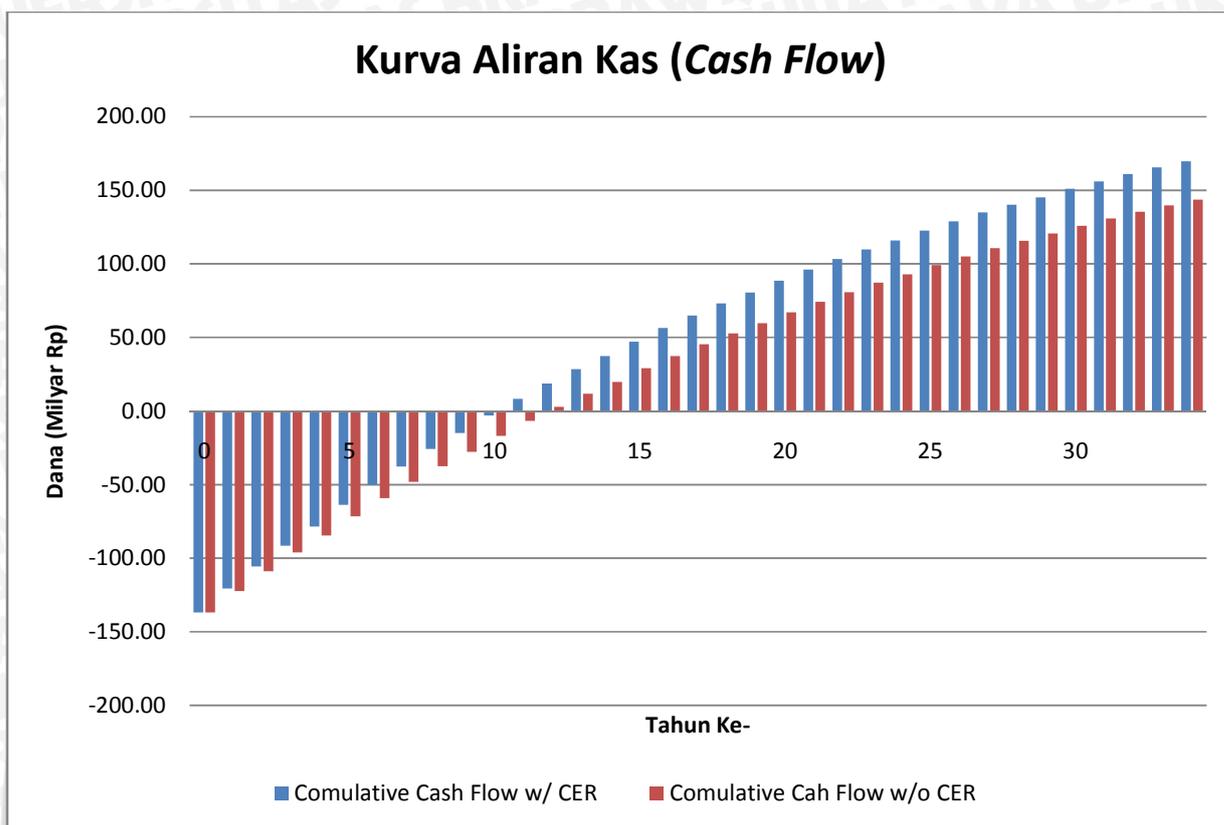


Gambar 4.56. Kurva *Cash Flow* Alternatif 1

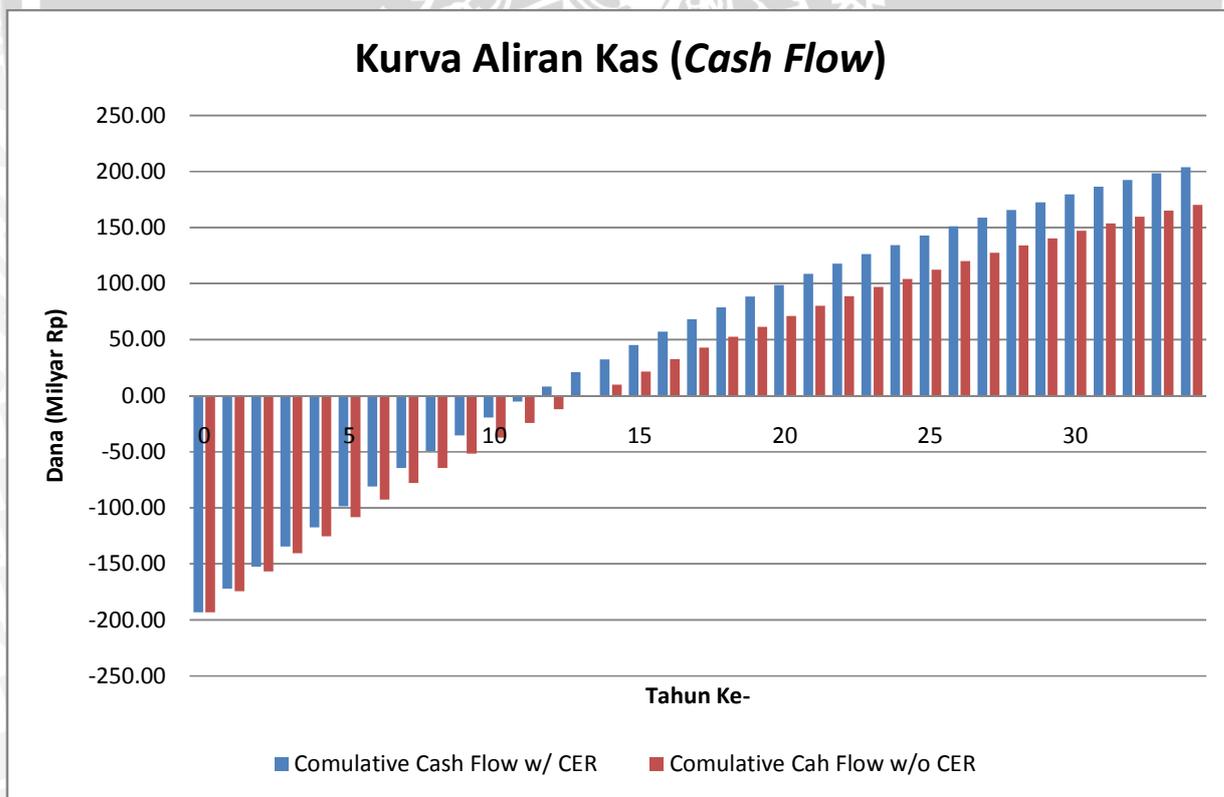


Gambar 4.57. Kurva *Cash Flow* Alternatif 2





Gambar 4.58. Kurva *Cash Flow* Alternatif 3



Gambar 4.59. Kurva *Cash Flow* Alternatif 4



4.9.4.3. Analisa sensitivitas

Analisa sensitivitas dalam studi ini dilakukan pada tiap alternatif dengan kondisi sebagai berikut:

Kondisi 1: benefit turun 20%, cost tetap

Kondisi 2: benefit tetap, cost naik 20%

Kondisi 3: benefit turun 20%, cost naik 20%

Hasil analisa sensitivitas untuk tiap alternatif ditabelkan sebagai berikut:

Tabel 4.51. Hasil Analisa Sensitivitas Tiap Alternatif

Kondisi	Suku Bunga (%)	Total Cost (PV Cost)	Total Benefit (PV Benefit)	NPV	BCR
Alternatif 1					
1	7,50%	69,34	82,10	12,76	1,18
2	7,50%	83,21	102,63	19,42	1,23
3	7,50%	83,21	82,10	-1,11	0,99
Alternatif 2					
1	7,50%	111,60	164,17	52,57	1,47
2	7,50%	133,92	205,21	71,29	1,53
3	7,50%	133,92	164,17	30,25	1,23
Alternatif 3					
1	7,50%	179,16	245,34	66,17	1,37
2	7,50%	214,99	306,67	91,68	1,43
3	7,50%	214,99	245,34	30,34	1,14
Alternatif 4					
1	7,50%	254,02	317,57	63,55	1,25
2	7,50%	304,83	396,96	92,14	1,30
3	7,50%	304,83	317,57	12,74	1,04

Sumber: perhitungan

Dari hasil analisa sensitivitas diketahui bahwa dengan ketiga kondisi tersebut parameter kelayakan ekonomi (BCR dan NPV) pada alternatif 1 mengalami kondisi yang tidak layak untuk kondisi 3 sedangkan pada alternatif lain masih dalam kategori layak secara ekonomi.

4.9.4.4. Pengambilan Keputusan

Pengambilan keputusan alternatif dalam studi ini ditentukan berdasarkan analisa kelayakan ekonomi, Dimana keputusan yang diambil akan berakibat pada desain bangunan PLTMH yang sebelumnya telah direncanakan bila terjadi perubahan pada desain bangunan maka desain akan dihitung dan direncanakan kembali pada pembahasan selanjutnya, Rangkuman analisa ekonomi tiap alternatif ditabelkan sebagai berikut:

Tabel 4.52. Rangkuman Hasil Analisa Kelayakan Ekonomi

Alternatif	Suku Bunga	PV Cost	Dengan CER				
			PV Benefit	BCR	NPV	IRR	<i>Paid Back Period</i>
1	7,50%	69,34	102,63	1,48	33,29	12,61%	10,42
2	7,50%	111,60	205,21	1,84	93,61	14,59%	10,57
3	7,50%	179,16	306,67	1,71	127,51	13,63%	11,37
4	7,50%	254,02	396,96	1,56	142,94	12,46%	12,49
			Tanpa CER				
1	7,50%	69,34	93,95	1,35	24,61	10,94%	11,26
2	7,50%	111,60	187,86	1,68	76,25	13,26%	11,73
3	7,50%	179,16	280,73	1,57	101,57	12,37%	12,65
4	7,50%	254,02	363,39	1,43	109,36	11,29%	13,85

Sumber: perhitungan

Dari hasil analisa diketahui bahwa nilai BCR dan IRR memiliki nilai lebih baik jika biaya lebih rendah (PV Cost) dibandingkan dengan biaya yang lebih tinggi, namun keempat alternatif masih memiliki parameter kelayakan ekonomi yang baik (layak) dalam studi ini diputuskan untuk mengambil alternatif 4 dikarenakan nilai NPV yang lebih tinggi dari alternatif lainnya hal ini menunjukkan tingkat keuntungan yang lebih tinggi dibandingkan dengan alternatif lainnya meski nilai BCR dan IRR lebih rendah dari alternatif lain selain itu energi yang bisa disalurkan menuju grid lebih besar dari pada alternatif lain sehingga suplai energi bersih akan meningkat, alternatif 4 memiliki parameter desain sebagai berikut:

Debit desain : 44 m³/dt

Jumlah turbin : 4 unit turbin

Jumlah pipa pesat : 4 buah

Dikarenakan pada analisa perencanaan bangunan menggunakan alternatif 4 maka hal ini akan tidak akan berpengaruh pada desain bangunan sipil pada analisa sebelumnya sehingga desain dan dimensi bangunan adalah tetap dan tidak berubah,

4.10. Analisa Studi Kelayakan PLTMH Menggunakan RETScreen 4

RETScreen 4 merupakan salah satu program internasional yang sering dipergunakan untuk analisa kelayakan dalam perencanaan desain pembangkit listrik baik tenaga air, surya, angin dan lainnya, Hasil yang diperoleh dari program ini adalah model energi, analisa reduksi karbon (jika ada) dan analisa financial atau kelayakan ekonomi, Berdasarkan data teknis yang direncanakan maka dapat dibuat model energi sebagai berikut:

The screenshot displays the RETScreen International software interface. At the top, there are logos for Natural Resources Canada and the Canadian flag. The main header reads "RETScreen® International" with the website "www.retscreen.net". Below this is the subtitle "Perangkat Lunak Analisa Proyek Energi Bersih". The interface is divided into two main sections: "Informasi proyek" and "Kondisi daerah acuan".

Informasi proyek (Project Information):

- [Lihat pusat data proyek](#)
- Nama proyek: PLTMH MRICAN
- Lokasi proyek: KEDIRI
- Disiapkan untuk: SKRIPSI
- Disiapkan oleh: ADI MARTHA KURINAWAN
- Tipe proyek: Daya
- Teknologi: Turbin hidro
- Tipe jaringan: Jaringan pusat
- Tipe analisa: Metode 2
- Acuan nilai kalor: Nilai kalor tinggi (HHV)
- Tunjukkan penyetelan:

Kondisi daerah acuan (Boundary Conditions):

- [Pilih lokasi data iklim](#)
- Lokasi data iklim: Bitar

At the bottom, a navigation bar includes: "Mulai", "Model Energi", "Analisa biaya", "Analisa Emisi", "Analisa Finansial", "Analisa Resiko", and "Alat-alat".

Gambar 4.60. Tampilan awal RETScreen 4

Tahap awal untuk menjalankan program adalah dengan mengisi lembar (*sheet*) informasi proyek seperti: nama proyek, lokasi, tipe proyek, teknologi yang digunakan dan tipe jaringan. Dalam studi ini dipilih tipe proyek daya (energi) dengan menggunakan turbin hidro dan tipe jaringan terpusat (*central grid*) dan lokasi daerah acuan digunakan daerah Blitar karena lokasi tersebut tercatat oleh data NASA yang dipergunakan dalam program tersebut,

Setelah melakukan pengisian lembar informasi maka selanjutnya adalah pengisian data dan analisa model energi, data yang dibutuhkan adalah data *flow duration curve* (FDC), data jenis turbin yang digunakan, debit desain, data tinggi jatuh dan data pengaturan efisiensi turbin, Data yang dipergunakan adalah sebagai berikut:

- Debit desain : 44 m³/dt
- Jenis turbin : 4 buah turbin Kaplan
- Tinggi jatuh : 8,03 meter
- adjustifikasi efisiensi : 0%
- Data flow duration curve dapat dilihat pada tabel 4,4,
- Headloss yang diijinkan : 6%
- Data lainnya mengikuti standar yang disarankan oleh buku panduan RETScreen 4,

Lembar model energi ditunjukkan pada gambar berikut:

RETScreen Energy Model - Power project

Proposed case power system

Technology	Hydro turbine				
Analysis type	<input type="radio"/> Method 1 <input checked="" type="radio"/> Method 2				
Resource assessment					
Proposed project	Run-of-river				
Hydrology method	User-defined				
Gross head	m	8.0			
Maximum tailwater effect	m	0.00			
Residual flow	m ³ /s	0.000			
Percent time firm flow available	%	95.0%			
Firm flow	m ³ /s	37.03			
Hydro turbine					
Design flow	m ³ /s	44.000			
Type	Kaplan				
Turbine efficiency	Standard				
Number of turbines	4				
Manufacturer	Alstom				
Model	Kaplan				
Design coefficient	4.5				
Efficiency adjustment	%	0.0%			
Turbine peak efficiency	%	91.0%			
Flow at peak efficiency	m ³ /s	33.0			
Turbine efficiency at design flow	%	90.5%			
	%	Flow m ³ /s	Turbine efficiency	Number of turbines	Combined efficiency
0%		758.70	0.00	0	0.00
5%		446.83	0.00	1	0.41
10%		277.96	0.00	1	0.88
15%		242.72	0.08	1	0.91
20%		215.63	0.41	1	0.91
25%		191.34	0.63	1	0.91
30%		168.11	0.76	2	0.91
35%		144.03	0.84	2	0.91
40%		121.99	0.88	2	0.91
45%		103.49	0.90	2	0.91
50%		88.85	0.91	2	0.91
55%		76.08	0.91	3	0.91
60%		67.98	0.91	3	0.91
65%		60.93	0.91	3	0.91
70%		54.79	0.91	3	0.91
75%		49.90	0.91	3	0.91
80%		46.73	0.91	4	0.91
85%		43.68	0.91	4	0.91
90%		40.35	0.91	4	0.91
95%		37.03	0.91	4	0.91
100%		12.16	0.91	4	0.91

Gambar 4.61. Tampilan Data untuk lembar model energi

Setelah melakukan pengisian pada lembar model energi maka program akan mensimulasikan daya yang terkirim pada grid sebagai berikut:

Kerugian hidrolik maksimum	%	6.0%	
Kerugian lainnya	%	0.0%	
Efisiensi generator	%	96.0%	
Ketersediaan	%	100.0%	
Ringkasan			
Kapasitas daya	kW	2,831	Pasti 2,439
Faktor pengaturan aliran tersedia		1.00	
Faktor kapasitas	%	97.2%	
Listrik yang diekspor ke jaringan	MWh	24,103	
Harga ekspor listrik	IDR/MWh	1,004,000.00	

Gambar 4.62. Hasil Simulasi Model Energi

Dari hasil model energi diketahui bahwa listrik yang terkirim ke grid adalah sebesar 24,103 MWh dengan harga ekspor 1,004,000 rupiah/MW nilai ekspor listrik adalah nilai manfaat per MW yang didapatkan dari penjualan listrik, Setelah menjalankan simulasi model energi selanjutnya adalah analisa biaya (*cost*) PLTMH termasuk biaya langsung (*capital cost*) dan biaya tak langsung (*O&P, contingencies, engineering*), Lembar analisa biaya adalah sebagai berikut:

Biaya awal (kredit)	Unit	Jumlah	Harga unit	Jumlah	Biaya relatif
Studi kelayakan					
Studi kelayakan	biaya	1	IDR6,195,385,000	IDR6,195,385,000	
Subtotal:				IDR6,195,385,000	2.8%
Pembangunan					
Pembangunan	biaya	1	IDR7,446,376,000	IDR7,446,376,000	
Subtotal:				IDR7,446,376,000	3.4%
Teknik					
Teknik	biaya	1	IDR6,904,534,000	IDR6,904,534,000	
Subtotal:				IDR6,904,534,000	3.1%
Sistem pembangkit					
Turbin hidro	kW	2,831.41	IDR 40,984,664	#####	
Konstruksi jalan	km	0	IDR -	IDR -	
Jaringan transmisi	km	2	IDR3,220,452,000	IDR6,440,904,000	
Sub-stasiun	proyek	1	IDR2,754,749,000	IDR2,754,749,000	
Ukuran efisiensi energi	proyek	0	IDR -	IDR -	
Ditentukan pengguna	biaya	1	#####	#####	
Subtotal:				#####	81.6%
Keseimbangan sistem dan lain-lain					
Suku cadang	%			IDR -	
Transportasi	proyek			IDR -	
Pelatihan & komisioning	p-d			IDR -	
Ditentukan pengguna	biaya			IDR -	
Kontingensi	%	10.0%	#####	#####	
Bunga selama konstruksi		0 bulan	#####	IDR -	
Subtotal:				#####	9.1%
Total biaya awal				#####	100.0%
Biaya tahunan (kredit)					
Operasi & Perawatan					
Peralatan & buruh	proyek			IDR -	
Ditentukan pengguna	biaya	1	IDR1,604,932,720	IDR1,604,932,720	
Kontingensi	%			IDR -	
Subtotal:				IDR1,604,932,720	
Biaya berkala (kredit)					
Ditentukan pengguna	biaya			IDR -	
				IDR -	
Akhir dari proyek	biaya			IDR -	

Gambar 4.63. Lembar Model Analisa Biaya

Dari hasil analisa biaya diketahui biaya awal yang digunakan (*initial cost*) adalah sebesar Rp. 219,535,866,000, dengan biaya tahunan berupa O&P sebesar



\$1,600,000,000 pertahun, Dalam penentuan estimasi biaya digunakan alat bantu dari RETScreen berupa *hydrocosting method* dengan acuan parameter desain seperti pada analisa biaya, lembar estimasi biaya adalah sebagai berikut:

Metode perhitungan biaya formula hidro				
Negara	Indonesia			
Rasio biaya peralatan lokal vs Kanada		1.00		
Rasio biaya bahan bakar lokal vs Kanada		1.00		
Rasio biaya tenaga kerja lokal dengan Kanada		1.00		
Koefisien biaya manufaktur peralatan		1.00		
Nilai tukar	IDR/CAD	11000.00		
Iklim dingin	ya/tidak	Tidak		
Aliran rancangan	m ² /s	44		44
Tekanan bruto	m	8.03		8.03
Jumlah turbin	turbin	4		4
Tipe		Kaplan		Kaplan
Aliran per turbin	m ² /s	11.00		
Diameter larian turbin per unit	m	1.42		
Tipe fasilitas		Kecil		Kecil
Waduk yang ada	ya/tidak	Tidak		
Panjang puncak bendungan baru	m	0		
Bebatuan di lokasi waduk	ya/tidak	Tidak		
Kerugian hidrolik maksimum	%	6.0%		6.0%
Kerugian lainnya	%	0.0%		
<input type="checkbox"/> Konstruksi jalan				
<input type="checkbox"/> Terowongan				
<input checked="" type="checkbox"/> Kanal				
Jarak dalam batuan	m	0		
Sisi miring lahan bebatuan (rerata)	'	0		
Jarak pada tanah keras	m	200		
Sisi miring lahan tanah (rerata)	'	1		
Total hilang tekan kanal	m	0.2		
<input checked="" type="checkbox"/> Pipa pesat				
Panjang	m	20.0		
Nomor	pipa pesat	3		
Faktor kehilangan tekan pipa pesat yang dibolehkan	%	2.0%		
Diameter/ garis tengah	m	1.98		
Rata-rata ketebalan pipa	mm	8.43		
Jarak antar lubang galian	km	1.0		
Jaringan transmisi				
Tipe jaringan		Jaringan pusat		Jaringan pusat
Panjang	km	2.0		
Tingkat kesulitan medan		1.0		
Tegangan	kV	115.0		
Biaya awal (kredit)	Jumlah IDR	Faktor penyesuaian	Jumlah IDR	Biaya relatif
Studi kelayakan	6,195,385,000		0	
Pembangunan	7,446,376,000		0	
Teknik	6,904,534,000		0	
Sistem pembangkit				
Turbin hidro	116,044,429,000		0	
Jaringan transmisi	3,220,452,000		0	
Sub-stasiun	2,754,749,000		0	
Keseimbangan sistem dan lain-lain				
Pipa pesat	2,088,409,000		0	
Kanal	1,355,155,000		0	
Lainnya	53,791,683,000		0	
Subtotal:	57,235,247,000		0	
Total biaya awal	199,801,172,000		0	

Gambar 4.64. Lembar *Hydrocosting Formula*

Dalam analisa estimasi biaya digunakan mata uang Indonesia (IDR) dalam studi ini tidak diperhitungkan rasio perbandingan biaya bahan bakar, biaya tenaga kerja dan biaya manufaktur pabrik dikarenakan diperlukan studi yang lebih mendetail tentang

perbandingan nilai tersebut, dan digunakan besarnya nilai tukar rupiah ke dollar kanada sebesar 11,000 nilai tersebut digunakan karena fluktuasi perubahan nilai tukar mata, nilai tersebut dianggap merupakan nilai tukar rerata dalam kurun waktu 10 tahun terakhir, Kemudian setelah melakukan analisa biaya selanjutnya adalah melakukan analisa GHG atau analisa reduksi gas karbon, lembar analisa GHG adalah sebagai berikut:

Base case electricity system (Baseline)				
Country - region	Fuel type	GHG emission factor (excl. T&D)	T&D losses	GHG emission factor
		tCO ₂ /MWh	%	tCO ₂ /MWh
Indonesia	Oil (#6)	0.716	5.0%	0.754
<input type="checkbox"/> Baseline changes during project life				

Base case system GHG summary (Baseline)				
Fuel type	Fuel mix %	Fuel consumption	GHG emission factor	GHG emission
		MWh	tCO ₂ /MWh	tCO ₂
Electricity	100.0%	24,103	0.754	18,165.9
Total	100.0%	24,103	0.754	18,165.9

Proposed case system GHG summary (Power project)				
Fuel type	Fuel mix %	Fuel consumption	GHG emission factor	GHG emission
		MWh	tCO ₂ /MWh	tCO ₂
Hydro	100.0%	24,103	0.000	0.0
Total	100.0%	24,103	0.000	0.0
Electricity exported to grid	MWh	24,103	T&D losses 5.0%	908.3
				Total 908.3

GHG emission reduction summary					
Power project	Base case GHG emission	Proposed case GHG emission	Gross annual GHG emission reduction	GHG credits transaction fee	Net annual GHG emission reduction
	tCO ₂	tCO ₂	tCO ₂	%	tCO ₂
	18,165.9	908.3	17,257.6	0%	17,257.6
Net annual GHG emission reduction	17,258	tCO ₂	is equivalent to 3,161	Cars & light trucks not used	

Gambar 4.65. Lembar Analisa Reduksi Emisi (GHG)

Dari hasil analisa reduksi emisi didapatkan hasil reduksi emisi sebesar 13,11 tCO₂ pertahun hal ini sama dengan penggunaan 2,402 mobil dan truck kecil, Selanjutnya dilakukan analisa finansial untuk menghitung parameter ekonomi PLTMH, lembar analisa finansial adalah sebagai berikut:

Analisa Finansial RETScreen - Proyek pembangkit listrik

Parameter finansial			
Umum			
Tingkat kenaikan biaya bahan bakar	%		0.0%
Tingkat inflasi	%		4.3%
Tarif diskonto	%		7.5%
Masa proyek	thn		35
Keuangan			
Insentif dan hibah	IDR		
Rasio hutang	%		
Analisa pajak pendapatan <input checked="" type="checkbox"/>			
Tingkat pajak pendapatan efektif	%		10.0%
Loss carryforward?			Tidak
Metode depresiasi			Garis lurus
Basis pajak depresiasi	%		0.0%
Periode depresiasi	thn		35
Keringanan pajak tersedia?	ya/tidak		Tidak
Pendapatan tahunan			
Pendapatan ekspor listrik			
Listrik yang diekspor ke jaringan	MWh		24,103
Harga ekspor listrik	IDR/MWh		1,004,000.00
Pendapatan ekspor listrik	IDR		#####
Tingkat kenaikan ekspor listrik	%		1.0%
Pendapatan pengurangan GHG <input checked="" type="checkbox"/>			
Pengurangan GHG netto	tCO2/thn		17,258
Pengurangan GHG netto - 35 thn	tCO2		604,015
Tingkat kredit pengurangan GHG	IDR/tCO2		172,000.00
Pendapatan pengurangan GHG	IDR		2,968,300,802
Masa kredit pengurangan GHG	thn		35
Pengurangan GHG netto - 35 thn	tCO2		604,015
Tingkat kenaikan pengurangan kredit GHG	%		0.0%

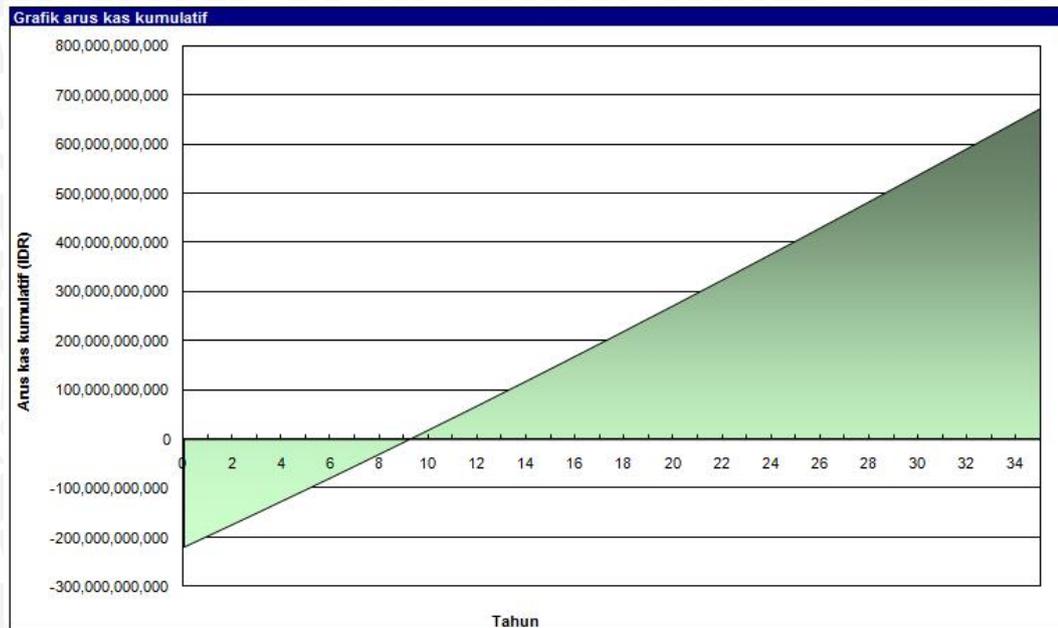
Gambar 4.66. Lembar Analisa Finansial (*Finance Parameter & Annual Income*)

Ringkasan biaya & penghematan/pendapatan proyek			
Biaya awal			
Studi kelayakan	2.8%	IDR	6,195,385,000
Pembangunan	3.4%	IDR	7,446,376,000
Teknik	3.1%	IDR	6,904,534,000
Sistem pembangkit	81.6%	IDR	179,031,765,000
Keseimbangan sistem dll	9.1%	IDR	19,957,806,000
Total biaya awal	100.0%	IDR	219,535,866,000
Biaya dan pembayaran hutang tahunan			
Operasi & Perawatan		IDR	1,604,932,720
Biaya bahan bakar - kasus yang diusulkan		IDR	0
Total biaya tahunan		IDR	1,604,932,720
Biaya berkala (kredit)			
Pendapatan dan tabungan tahunan			
Biaya bahan bakar - kasus acuan		IDR	0
Pendapatan ekspor listrik		IDR	24,199,152,310
Pendapatan pengurangan GHG - 35 thn		IDR	2,968,300,802
Total pendapatan dan penghematan tahunan		IDR	27,167,453,112
Kelayakan keuangan			
IRR sebelum pajak - ekuitas		%	12.1%
IRR sebelum pajak - asset		%	12.1%
IRR sesudah pajak - ekuitas		%	10.8%
IRR sesudah pajak - asset		%	10.8%
Pengembalian sederhana		thn	8.6
Balik modal ekuitas		thn	9.2
Net Present Value (NPV)		IDR	82,880,963,343
Penghematan siklus hidup tahunan		IDR/ tahun	6,753,382,466
Rasio manfaat-biaya (B-C)			1.38
Biaya produksi energi		IDR/MWh	726,878.07
Biaya pengurangan GHG		IDR/tCO2	(391,329)

Gambar 4.67. Lembar Analisa Finansial (biaya dan kelayakan ekonomi)

Arus kas tahunan			
Tahun	Sebelum pajak	Setelah pajak	Kumulatif
#	IDR	IDR	IDR
0	#####	#####	-219,535,866,000
1	25,735,820,795	23,162,238,715	-196,373,627,285
2	25,908,601,133	23,317,741,020	-173,055,886,265
3	26,080,759,774	23,472,683,797	-149,583,202,468
4	26,252,189,943	23,626,970,949	-125,956,231,519
5	26,422,779,493	23,780,501,543	-102,175,729,976
6	26,592,410,666	23,933,169,599	-78,242,560,377
7	26,760,959,848	24,084,863,863	-54,157,696,514
8	26,928,297,308	24,235,467,577	-29,922,228,937
9	27,094,286,928	24,384,858,235	-5,537,370,702
10	27,258,785,921	24,532,907,329	18,995,536,627
11	27,421,644,539	24,679,480,085	43,675,016,712
12	27,582,705,764	24,824,435,188	68,499,451,899
13	27,741,804,991	24,967,624,492	93,467,076,391
14	27,898,769,692	25,108,892,723	118,575,969,114
15	28,053,419,069	25,248,077,162	143,824,046,276
16	28,205,563,693	25,385,007,324	169,209,053,600
17	28,355,005,122	25,519,504,610	194,728,558,210
18	28,501,535,510	25,651,381,959	220,379,940,169
19	28,644,937,193	25,780,443,474	246,160,383,643
20	28,784,982,261	25,906,484,035	272,066,867,677
20	28,784,982,261	25,906,484,035	272,066,867,677
21	28,921,432,108	26,029,288,897	298,096,156,574
22	29,054,036,967	26,148,633,270	324,244,789,844
23	29,182,535,422	26,264,281,880	350,509,071,724
24	29,306,653,901	26,375,988,511	376,885,060,234
25	29,426,106,143	26,483,495,528	403,368,555,763
26	29,540,592,648	26,586,533,383	429,955,089,146
27	29,649,800,100	26,684,820,090	456,639,909,236
28	29,753,400,765	26,778,060,688	483,417,969,924
29	29,851,051,863	26,865,946,676	510,283,916,600
30	29,942,394,916	26,948,155,424	537,232,072,024
31	30,027,055,065	27,024,349,558	564,256,421,583
32	30,104,640,357	27,094,176,321	591,350,597,904
33	30,174,741,006	27,157,266,906	618,507,864,810
34	30,236,928,616	27,213,235,755	645,721,100,564
35	30,290,755,376	27,261,679,838	672,982,780,402

Gambar 4.68. Lembar Analisa Finansial (*Cash flow*)



Gambar 4.69. Kurva aliran kas (Cash flow)

Dari hasil simulasi program RETScreen 4 diketahui bahwa PLTMH Mrican layak secara ekonomi dengan parameter sebagai berikut:

NPV : Rp. 82,880,963,343

BCR : 1,38

IRR : 10,8%

4.11. Evaluasi Desain Berdasarkan Pemilihan Keputusan

Berdasarkan pengambilan keputusan alternatif, evaluasi desain bangunan tidak perlu dilakukan dikarenakan desain bangunan awal direncanakan dengan parameter desain dengan menggunakan alternatif 4, sehingga tidak ada perubahan terhadap desain bangunan,