

## BAB 4 PERHITUNGAN DAN ANALISIS

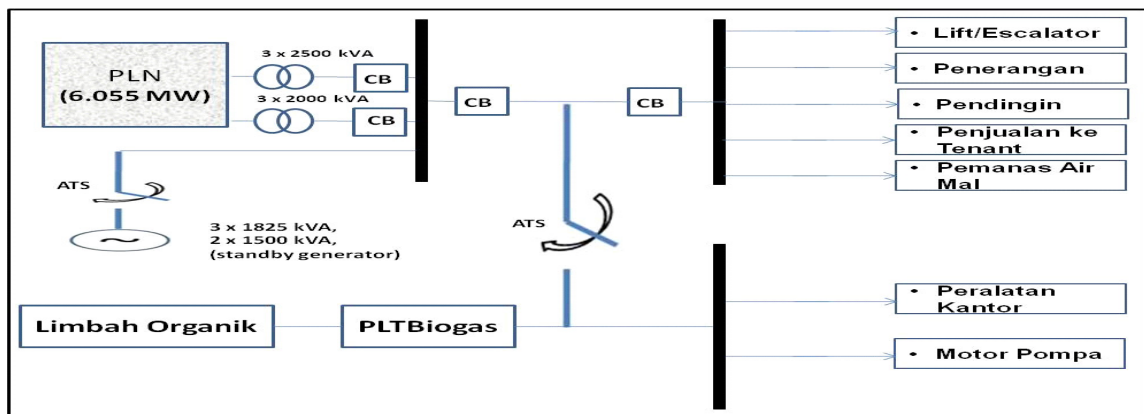
### 4.1 Sistem Pemanfaatan PLTBogas untuk Memenuhi Sebagian Kebutuhan Energi Mal

#### 4.1.1 Skema Pemanfaatan PLTBogas

Dalam tulisan ini, pemanfaatan potensi biogas diutamakan untuk pemenuhan kebutuhan energi listrik dan bila ada panas sisa dimanfaatkan untuk beban termal. Teknologi konversi energi biogas menjadi tenaga listrik dapat menggunakan *gas turbine*, *microturbines* dan *Otto Cycle Engine*. Pemilihan teknologi ini sangat dipengaruhi potensi biogas yang ada seperti jumlah dan konsentrasi gas metan maupun tekanan biogas, kebutuhan beban dan ketersediaan dana yang ada. Untuk memenuhi efisiensi pemanfaatan energi biogas serta melihat cadangan potensi biogas yang dimiliki mal, maka teknologi konversi energi yang paling memenuhi adalah *microturbines* dengan teknologi kombinasi pemanfaatan panas dan listrik (*Combine Heat Power-CHP*).

Pada kondisi awal sistem, suplai energi listrik seluruhnya berasal dari PLN sebagaimana terlihat pada Gambar 3.2 di atas, sedangkan suplai energi termal bersumber dari pemakaian bahan bakar solar untuk *water heater*, untuk pemanasan air pada sistem air panas hotel Horizon Bekasi.

Dalam Gambar 4.1. di bawah ini terlihat bahwa dengan adanya PLTBogas maka sebagian beban-beban yakni beban pompa dan peralatan kantor dipasok oleh PLTBogas.



**Gambar 4.1. Skema Penyaluran Tenaga Listrik**

Namun untuk menjamin kontinuitas suplai daya ke beban maka beban-beban yang dipasok oleh PLTBogas juga terhubung ke jaringan suplai daya dari PLN menggunakan Automatic Tie Switch (ATS).

#### 4.1.2 Data Input Teknis Perangkat Lunak<sup>[23]25,26,29,30</sup>

Data input teknis perangkat lunak adalah sebagai berikut:

spesifikasi teknis yang diperlukan sebagai data input meliputi data peralatan, biogas dan biaya bahan bakar, sebagai berikut:

1. Data microturbine buatan Ingersoll Rand model IR 70LM/MT, dijadikan acuan yakni Gross Electrical Capacity (kWe) yakni 70 kW, Net Electrical Capacity (kWe) yakni 60 kWe, Capacity Factor (%) yakni 90% dan Net Efisiensi Biogas Generator sebesar 25,2%<sup>[33]</sup>
2. Karena bahan organik yang digunakan kebanyakan mengandung dedaunan atau sisa tumbuhan maka menurut K. Muthupandi<sup>[13]</sup> dapat diasumsikan kandungan metan sebesar 60% (% by volume) dari volume biogas.
3. Sebagaimana dinyatakan dalam pengujian D. Elango<sup>[9]</sup> dan Tabel 3.5. di atas maka diperoleh laju produksi metan 0,28 (m<sup>3</sup>/kg VS destroyed), nilai laju sisa digesting anaerob/Biodegradability (kg VS destroyed/kg VS added) sebesar 0,16 (m<sup>3</sup>/kg), *Ratio of Volatile Solids* terhadap *Total Solids in Feedstock* sebesar 0,16
4. Nilai total kemampuan mencerna material padatan pada sampah basah (Total Solids Fraction of Wet Feedstock) yang setara dengan persentase *total solid reduction* yakni 0.83
5. Nilai 40% adalah nilai potensi panas yang berpeluang dijual untuk kebutuhan *tenant* mal. Karena belum ada acuan penjualan panas pada mal sebelumnya, nilai ini adalah asumsi yang mengacu kepada nilai persentase energi listrik yang dijual kepada *tenant* sebagaimana yang sudah berlaku selama ini.
6. Nilai setara gas alam yang dihasilkan dari potensi biogas yang dapat dijual (*Aggregate sales price for heat*) diperoleh dari harga gas alam yang dijual oleh PT Gas Negera kepada pelanggan bisnis senilai US\$ 3,75 US\$/mmbtu (dengan konversi 1055 x 3,6) diperoleh 0,0128 (\$/kWh).

#### 4.1.3 Hasil Perhitungan Data Teknis

Dengan mengolah data-data input sesuai dengan karakteristik biogas di atas kedalam persamaan-persamaan dalam bab III, maka diperoleh data-data output yang merupakan unjuk kerja teknis PLTBogas sebagai berikut:

**Tabel. 4.1. Output Teknis PLTBogas**

PARAMETER	VALUES
<b><i>Electrical and Fuel--base year</i></b>	
Parasitic Load (kWe)	10,00
Annual Hours	4.124,50
Biogas Density (kg/m <sup>3</sup> at 298K, 1 atm)	1,11
Biogas Heating Value (kJ/kg)	19.588,00
Biogas Heating Value (kJ/m <sup>3</sup> )	21.813,60
Biogas Consumption Rate (kg/h)	43,76
Biogas Consumption Rate (m <sup>3</sup> /h)	39,34
Power in Biogas (kW)	238,10
Gross Efficiency Biogas to Electricity (%)	29,40
Annual Net Electricity Generation (kWh)	247.470,00
Annual Biogas Consumption (kg/y)	180.482,25
Annual Biogas Consumption (m <sup>3</sup> /y)	162.246,47
Biogas Consumption Per Unit Net Output Power (m <sup>3</sup> /kWh)	0,66
Methane Production (m <sup>3</sup> /kg VS added)	0,23
Methane Production (m <sup>3</sup> /kg TS)	0,04
Methane Production (m <sup>3</sup> /kg Wet Feedstock)	0,01
Biogas Production (m <sup>3</sup> /kg VS destroyed)	0,47
Biogas Production (m <sup>3</sup> /kg VS added)	0,39
Biogas Production (m <sup>3</sup> /kg TS)	0,06
Biogas Production (m <sup>3</sup> /kg Wet Feedstock)	0,01
Annual Volatile Solids (VS) Consumption (t/y)	418,88
Annual Total Solids (TS) Consumption (t/y)	2.581,43
Hourly Total Solids (TS) Consumption (t/h)	0,63
Annual sludge production (t/y)	2.400,95
<b><i>Heat--base year</i></b>	
Total heat production rate (kWth)	168,10
Recovered heat (kWth)	67,24
Annual heat sales (kWh/y)	277.323,52
Overall CHP Efficiency--Gross (%)	57,64
Overall CHP Efficiency--Net (%)	53,44

#### 4.1.4 Analisis Data Output Teknis PLTBogas

##### a. Penyediaan Energi Listrik.

- PLTBogas yang menggunakan teknologi *microturbine-CHP*, setiap tahunnya mampu menghasilkan energi listrik (*Annual Net Electricity*

*Generation*) senilai 247.470 kWh atau setara dengan 20.622,5 kWh<sub>e</sub> perbulan.

- Potensi energi biogas (dengan asumsi mengandung 60% gas metan) setara dengan 1.153.253,1 kWh pertahun atau 96.104,42 kWh perbulan dan sebagaimana terlihat dari Tabel 3.11 diketahui bahwa beban-beban motor pompa dan peralatan standar kantor membutuhkan energi listrik 7.469 kWh perbulan atau 89.626 kWh pertahun.

Hal ini berarti PLTBiogas mampu menyediakan kebutuhan energi listrik untuk beban motor dan peralatan kantor atau mampu mengurangi biaya pembelian energi listrik senilai Rp. 78.330.084 pertahun.

Bila kelebihan energi listrik dapat disalurkan kedalam sistem ketenagalistrikan pada mal Metropolitan maka ada penambahan energi listrik senilai 13.154 kWh perbulan (157.842 pertahun) yang setara dengan Rp. 137.949.173 pertahun.

b. Penyediaan Energi Panas

- Setiap tahunnya PLTBiogas mampu menghasilkan energi panas (*Annual heat sales*) senilai 277.323,52 kWh pertahun atau setara dengan 23.110,29 kWh<sub>th</sub> perbulan
- Berdasarkan Tabel 3.12 diketahui kebutuhan energi termal setiap tahun senilai 2.228.599 kWh<sub>th</sub> atau 185.716,6 perbulan. Total biaya pembelian bahan bakar diesel senilai Rp. 2.036.015.625 pertahun.

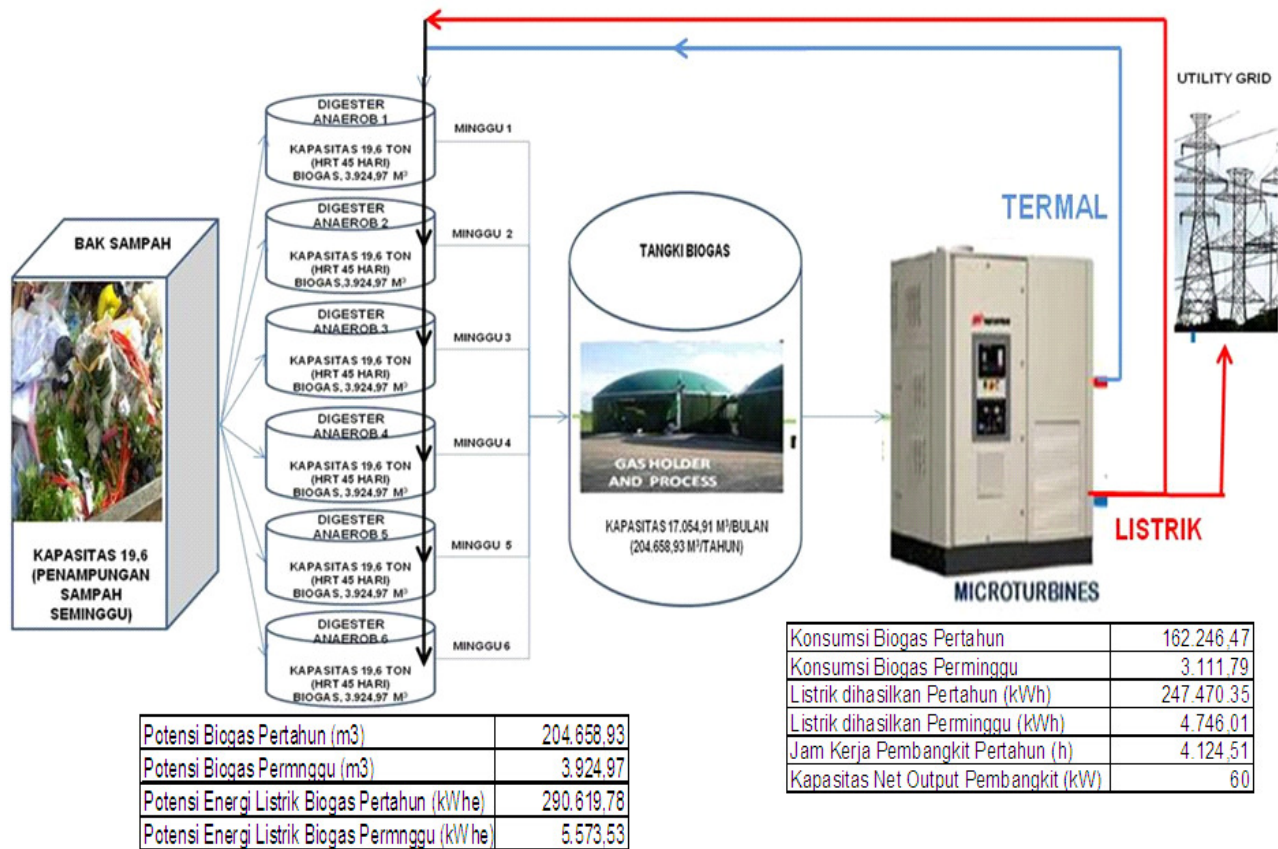
Hal ini berarti keberadaan PLTBiogas mampu memenuhi kebutuhan energi termal *water heater* sampai 12,44% atau ada pengurangan biaya pembelian solar senilai Rp. 253.358.697 pertahun.

4.1.5 Pola Pemanfaatan Limbah Organik Sesuai Kebutuhan PLTBiogas.

Pada Gambar 4.2. dapat diketahui skema pemanfaatan limbah organik mulai dari tempat penampungan sampah (bak sampah), proses fermentasi anaerob di dalam Digester Anaerob (DA), penampungan gas dalam tangki biogas sehingga pemanfaatan biogas oleh *microturbines* CHP.

Bak sampah yang ada digunakan untuk menampung sampah dengan kapasitas penampungan untuk 1 minggu atau 19,6 ton.

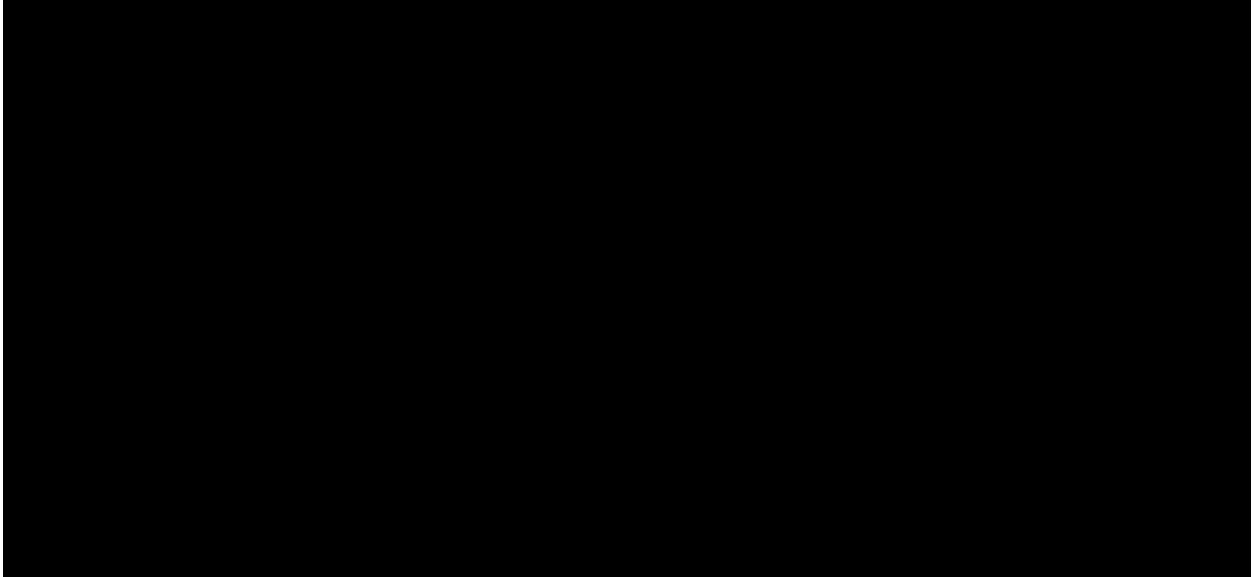
*Digester anaerob* (DA) yang digunakan dengan kapasitas setara dengan jumlah sampah 1 minggu (19,6 ton). Di dalam DA, limbah akan mengalami proses fermentasi anaerob, pengadukkan, serta pemanasan selama 45 hari, sehingga diperkirakan pada akhir minggu ke 6 (enam) sampai minggu ke 7 terbentuk biogas yang dialirkan dan diproses dalam tangki biogas sebanyak 3.924,97 m<sup>3</sup> perminggu. Berdasarkan Tabel 4.2. diperoleh konsumsi biogas *microturbine* pertahun 162.246,47 M<sup>3</sup> atau setara dengan 3.111,79 M<sup>3</sup> perminggu.



**Gambar 4.2. Skema Pemanfaatan Limbah Organik**

Proses pengaturan pemanfaatan limbah organik untuk fermentasi anaerob di dalam DA serta pemanfaatan biogas yang ada dalam tangki biogas oleh *microturbine* diatur sedemikian rupa agar pembangkit dapat beroperasi dengan suplai gas yang berkelanjutan. Pola pembuatan biogas dari limbah organik dan pola pemanfaatan biogas sebagaimana tabel dibawah ini:

**Tabel. 4.2. Pola Pengaturan Pemanfaatan Limbah Organik**



Dari tabel di atas terlihat bahwa kebutuhan suplai biogas untuk *microturbine* kapasitas 70 MW (net output 60 MW) terpenuhi setiap minggunya.

#### 4.2 Perhitungan dan Analisis Hasil Perhitungan Ekonomi

##### 4.2.1 Data Input Ekonomi Perangkat Lunak

Dengan bantuan perangkat lunak *EconCalculator Biogas*<sup>[17]25,26,29,30</sup>, nilai parameter-parameter berikut dijadikan inputan yakni:

- a. Digester dan Feedstock Handling System<sup>[31]</sup> yang digunakan dengan spesifikasi teknis *Carbon Steel Anaerob Digester* model IBB-200-K, dengan permukaan luar dan dalam telah dilapisi menggunakan coating-epoxy dan volume sekitar 3000 m<sup>3</sup> yang dilengkapi *pressurized storage vessels* (tangki baja stainless steel), scrubbers, compressors, piping dan power housing merupakan barang lokal dan import seharga US\$ 55.838 per unit. Dalam tulisan ini digunakan 6 unit digester anaerob dan 1 unit bak sampah dilengkapi sistem feedstock organic waste senilai Rp. 3.300.000.000 atau US\$ 335.025
- b. Microturbine sistem CHP.<sup>[30]</sup>

Jenis *engine* yang dipilih adalah microturbine siklus CHP dengan kapasitas 70 kWe dengan efisiensi listrik 25,2%.



**Gambar 4.3. Microturbin, Ingersoll Rand IR 70 LM**

Didalam tulisan ini digunakan *microturbine Ingersoll Rand*, Model IR Energy System 70LM-70 kW dari Ingersoll Rand Industrial Technologies seharga US\$ 79.900 dengan gambar Microturbines CHP system sebagai berikut:

- c. Biogas Cleaning System Capital<sup>[25]</sup>  
Merupakan kegiatan penyiapan lahan tempat pemasangan tangki digester, tangki biogas dan proses-proses instalasi/konstruksi sehubungan pemasangan digester dengan biaya US\$ 10.316
- d. Emission Control System<sup>[31]</sup>  
Ini merupakan seperangkat peralatan laboratorium untuk mengontrol kualitas bahan matrial organik dan kualitas lingkungan sekitar sehubungan adanya proses digester anaerob dan pembakaran gas metan senilai USD (\$) 10.526,32
- e. Heat Recovery System<sup>[25]</sup>  
Merupakan perangkat pemanfaat panas sisa untuk membangkitkan kembali energy listrik pada Microturbine *CHP system* sehingga efisiensi system keseluruhan dapat mencapai 60 - 80% senilai US\$ 12.947,37.
- f. Biaya Bahan Bakar PLTBiogas (Fuel Cost, \$/t)<sup>[23]25</sup>  
Karena bahan bakar yang digunakan adalah sampah yang secara ekonomi tidak berguna maka dalam tulisan ini diberikan nilai kecil sebesar US\$ 10 sebagai pengganti uang bongkar muat matrial ke digester.
- g. Biaya Tenaga kerja (Labor Cost, \$/y)  
Dari literatur yang ada<sup>[25]26</sup> biaya tenaga kerja dapat ditetapkan senilai US\$ 15.000 pertahun untuk jumlah tenaga kerja dan jenis pekerjaan sebagai berikut:

Tabel 4.3. Jenis dan Jumlah Tenaga Kerja Teknik PLTBogas<sup>[17]25</sup>

JENIS PEKERJAAN	JUMLAH TENAGA KERJA	ALAT BANTU
Wastewater treatment	1 operator	Gas recirculation, pumps
Biogas storage	1 operator	Compressors
Electricity generation	1 engineer and 2 technicians	
Land application	2 operators	Pumps

- h. Nilai pembiayaan pengoperasian dan pemeliharaan (Operational & Maintenance Cost) ditetapkan sebesar US\$ 4,000 pertahun.  
 Dalam literatur <sup>[25]26</sup> disebutkan biaya O&M sebesar 2,8% - 3% dari biaya pengoperasian pembangkit skala penuh.
- i. Ditetapkan asuransi PLTBogas dengan asumsi premi pembayaran sebesar US\$ 1,000 per tahun.
- j. Biaya penggunaan fasilitas lainnya (Utilities) seperti pembersihan lokasi digester, bongkar material organik atau pemuatan kompos hasil digester ditetapkan US\$ 2.000 per tahun.
- k. Biaya administrasi dan dokumentasi kegiatan (Management and Administration Cost) ditetapkan sebesar US\$ 3.000 pertahun.
- l. Untuk taktis operasional, ditetapkan biaya sebesar US\$ 5.000 pertahun.

#### 4.2.2 Cash Flow PLTBogas

Dengan memasukkan data input ekonomi tersebut ditambah manfaat ekonomi yang tidak langsung diterima dengan pembangunan PLTBogas, maka dapat disusun *cash flow* pembangunan PLTBogas sebagai berikut:



**Tabel. 4.4. Data Cash Flow PLTBogas<sup>[23]24</sup>**

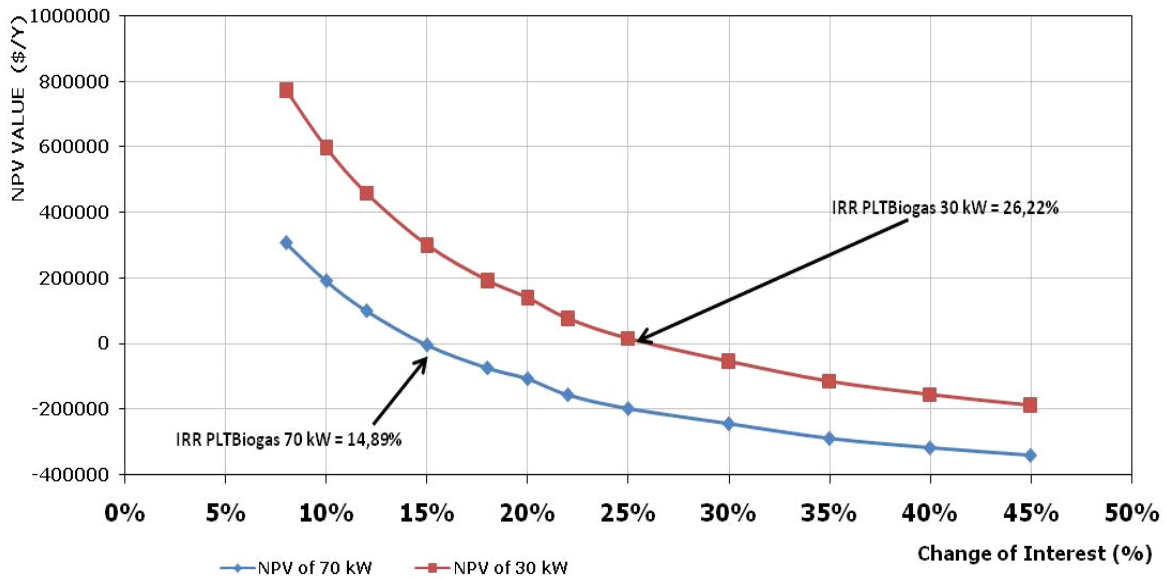
DESKRIPSI		CASH FLOW VALUES
		70 kW (NILAI)
		(\$)
<b>I. BIAYA-BIAYA (EXPENCES)</b>		
<i>A. Biaya Kapital (Investasi) di awal Tahun</i>		238.750,61
1	Digester and Feedstock Handling System Capital Cost (\$)	47.000,00
2	Biogas Cleaning System Capital Cost (\$)	10.315,79
3	Power Generation System Capital Cost (\$)	110.848,50
4	Emission Control System Capital Cost (\$)	10.526,32
5	Labor/Materials	20.020,00
6	Project and Contruction Management	23.520,00
7	Engineering and Fees	10.220,00
8	Project Contingency	4.060,00
9	Project Financing (interest during construction)	2.240,00
<i>B. Annual Cost - Biaya Operasional Pertama (Including Fuel, \$/y)</i>		113.067,86
1	Equity Recovery	4.863,46
2	Debt Recovery	22.434,85
3	Fuel Cost	25.814,37
4	Total Expenses Including Fuel (\$/y)	55.814,37
5	Taxes	2.064
6	Taxes w/o credit	2.077
<b>TOTAL BIAYA BIAYA-BIAYA (EXPENCES)</b>		351.818,47
<b>II. PEMASUKAN (INCOME)</b>		
<i>A. Annual Income Directly from from Genrating Electricity and Heat</i>		107.611,05
1	Income—Capacity	5,32
2	Income—Heat	3.530,33
3	Income—Sludge	12.004,77
4	Interest on Debt Reserve	2.243,48
5	Energy Revenue Required	89.827,14
<i>B. Annual Income from Another Sources</i>		64.680,49
1	Income from Reduction CO <sub>2</sub> (\$/y)	13.737,75
2	Income from excess power (\$/y)	14.005,20
3	Income from Using Organic Waste (\$/y)	11.215,81
4	Income from reducing diesel purchasing (\$/y)	25.721,74
<b>TOTAL PEMASUKAN (INCOME)</b>		172.291,55
<b>III. INFORMASI LAINNYA</b>		
1	Overhaull at 10 years	16.816,43
2	Economic Life (y)	20,00
3	Depreciation (nilai sisa aset ditahun ke 20)	160.689,48
4	General Inflation (%/y)	4,00
5	Interest Rate on Debt (%/y) - Bunga Bank pertama	10,00
6	Cost of equity (%/y) - Bunga Uang Pemilik Usaha pertama	8,00
7	Debt ratio (%)	80,00
8	Equity ratio (%)	20,00
9	Federal Tax Rate (%)	10,00

#### 4.3 Analisis Sensitifitas

##### 4.3.1 Analisis Perubahan Suku Bunga Terhadap Sensitivitas *Internal Rate of Return*

Bila dimasukkan nilai perubahan suku bunga kedalam output perhitungan ekonomi sebagaimana data pada aliran kas (cash flow) di atas baik untuk simulasi

pembangunan pembangkit PLTBogas 70 kW dan 30 kW maka diperoleh gambar sebagaimana di bawah ini.



**Gambar 4.4. Grafik Analisis Sensitifitas Internal Rate of Return (IRR) terhadap Perubahan Suku Bunga**

Dari data pengujian dan analisa sensitivitas IRR terhadap perubahan suku bunga pembangunan PLTBogas untuk 70 kW dan 30 kW dapat diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

a. Untuk pembangunan PLTBogas kapasitas 70 kW diperoleh analisis sebagai berikut:

- Sensitivitas investasi diperoleh saat  $NPV = 0$ , dengan mencoba-coba memasukan nilai  $i$  dicari nilai NPV mendekati 0 (nol).
- Dengan memasukkan nilai suku bunga  $i$  mulai dari 8% sampai dengan 45% diperoleh nilai IRR paling sesuai antara suku bunga 10% dan 15%.

Dengan meng-interpolasi nilai NPV saat suku bunga tersebut, maka diperoleh nilai suku bunga sensitivitas “ $i$ ” yang menjadi acuan nilai IRR 14.89%.

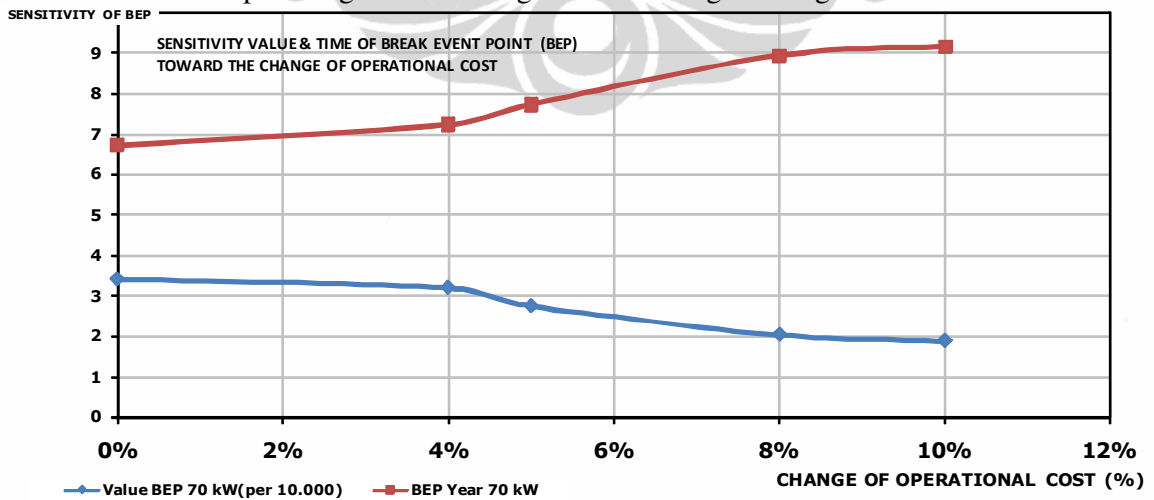
Hal ini berarti investasi akan sensitiv (terganggu) dengan kenaikan suku bunga melebihi 14,89% dan bila hal ini terjadi maka perlu dikaji ulang kembali seluruh proyeksi investasi agar *annual expences* tidak lebih besar dari *annual income* sehingga cash flow perusahaan dapat membiayai operasional dan seluruh kewajiban Perusahaan.

- b. Sedangkan bila digunakan PLTBogas kapasitas 30 kW maka diperoleh nilai suku bunga sensitivitas “i” yang menjadi acuan nilai IRR untuk pembangunan PLTBogas sebesar 26,22%.
- c. Pembangunan PLTBogas kapasitas 70 kW lebih rentan daripada kapasitas 30 kW terhadap perubahan suku bunga. Hal bisa ini terjadi karena besarnya nilai investasi dan pinjaman modal untuk investasi tersebut.

Namun penulis juga mempertimbangkan aspek teknis yakni keandalan sistem untuk penyediaan tenaga listrik bilamana timbul kerusakan pada unit *Heat Recovery System* dari *Microturbine* CHP. Bila hal tersebut terjadi unit konversi energi ini hanya berfungsi sebagai motor bakar dengan efisiensi kelistrikan sangat rendah. Selain hal tersebut, besarnya nilai kelebihan potensi energi yang dapat digunakan memenuhi kebutuhan energi listrik untuk beban lainnya di mal Metropolitan yang mencapai 157.844 kWh pertahun, maka penulis lebih memprioritaskan menggunakan PLTBogas kapasitas 70 kW.

#### 4.3.2 Analisis Perubahan Biaya Operasi terhadap Nilai Pulang Modal (*Break Event Point*-BEP)

Bila dirubah nilai biaya operasional mulai dari 4%, 5% hingga 20% terhadap biaya investasi awal ke dalam cash flow sebagaimana Tabel 4.4. di atas maka diperoleh tahun pencapaian BEP dan nilai cash flow sesaat pencapaiannya untuk simulasi pembangunan PLTBogas 70 kW sebagaimana gambar berikut:



**Gambar 4.5. Grafik Analisis Sensitivitas Break Event Point (BEP) terhadap Perubahan Biaya Operasional**

Dari data pengujian dan analisa sensitivitas dilakukan terhadap nilai pulang modal (BEP) simulasi pembangunan PLTBiogas untuk 70 kW, dengan kesimpulan sebagai berikut:

- Pada saat kondisi awal nilai waktu pengembalian modal (BEP) berkisar 6,7 tahun dan bila dinaikkan persentasi biaya operasional menjadi 4% pertahun maka akan diperoleh waktu pengembalian modal berisar 7 tahun.
- Selanjutnya bila terjadi perubahan biaya operasional 5% dari kondisi awal maka waktu BEP menjadi 7,8 tahun dan untuk peningkatan biaya operasional 8% serta 10% maka waktu pengembalian modal berkisar 9 tahun. Bila diteruskan persentase peningkatan biaya operasional maka investasi ini tidak layak lagi karena arus kas bernilai negatif.
- Sementara nilai arus kas sesaat kondisi balik modal ini dicapai untuk perubahan biaya operasional 4%, 5%, 8% dan 10% adalah berturut turut berkisar \$ 32.000, \$27.000, \$20.000 dan \$18.000. Namun bila perubahan biaya operasional dinaikkan melebihi 10% maka nilai-nilai aliran kas mencapai negatif artinya perusahaan tidak mampu membiayai kegiatan operasionalnya dan memenuhi kewajiban tahunannya. Sehingga dapat disimpulkan perubahan biaya operasional akan sensitif sesaat perubahan biaya operasional maksimal 10%. Bila terjadi peningkatan biaya operasional di atas 10% pertahun, maka perusahaan harus mengambil tindakan menaikkan benefit perusahaan atau mengurangi biaya variabel yang masih mungkin diperkecil.