

KAJI EKONOMI BIAYA OPERASIONAL PEMBANGKIT UAP BERBAHAN BAKAR MINYAK BAKAR DAN BATUBARA

Syukran dan Fakhriza

Email : syukran_itb@yahoo.com

Jurusan Teknik Mesin, Politeknik Negeri Lhokseumwe

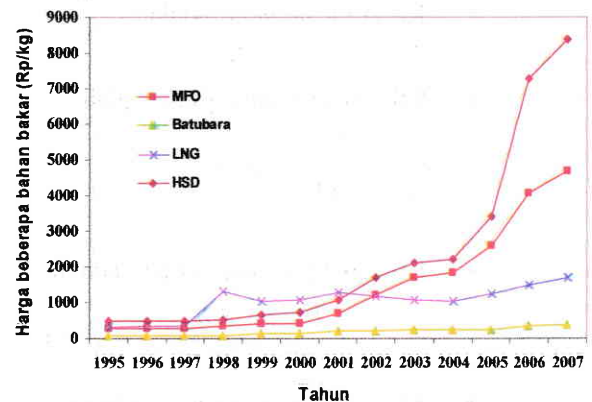
Sesuai dengan Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 5 Tahun 2006 tentang Kebijakan Energi Nasional yaitu pengurangan penggunaan bahan bakar minyak (BBM) dan peningkatan penggunaan batubara. Dalam rangka menunjang kebijakan tersebut maka perlu dilakukan penelitian unjuk kerja dan kajian ekonomi bila PLTU unit 1 Semarang berkapasitas 50 MW yang dirancang beroperasi dengan bahan bakar minyak jenis minyak bakar dikonversi menjadi PLTU berbahan bakar batubara. Penelitian ini dilakukan dengan studi literatur, pengumpulan data lapangan. Hasil perhitungan dan pembahasan menyimpulkan bahwa adanya potensi penghematan bila dilaksanakan konversi bahan bakar dari minyak ke batubara adalah Rp 367.897.391.955,00/tahun. Akan tetapi, penggantian bahan bakar minyak ke batubara membutuhkan biaya investasi untuk penggantian boiler yang ada (existing) dengan boiler berbahan bakar batubara dan biaya penambahan peralatan penanganan batubara dan abu (coal and ash handling system), civil work (cerobong/stack). Secara perhitungan investasi menunjukkan kelayakan secara ekonomi penggantian bahan bakar minyak ke batubara dengan Break Event Point (BEP) terjadi pada tahun ke 5, Benefit Cost Ratio (BCR) = 2,34 dan Internal Rate of Return (IRR) pada tahun ke 28 sebesar 38%.

Kata kunci : minyak, batubara, boiler.

PENDAHULUAN

Sesuai dengan Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 5 Tahun 2006 tentang Kebijakan Energi Nasional khususnya Bab II Pasal 2 Ayat 2.b. yaitu anjuran peningkatan penggunaan batubara. Hal ini merupakan salah satu pertimbangan untuk melaksanakan studi konversi pemakaian batubara sebagai sumber energi utama pembangkit uap pada industri-industri profit yang masih menggunakan gas alam dan minyak sebagai sumber energi utama pembangkit tenaga.

Pertimbangan lainnya untuk melakukan studi konversi pemakaian BBM jenis Marine Fuel Oil (MFO) ke batubara adalah harga batubara relatif lebih murah dibandingkan dengan harga MFO atau gas alam Gambar (1-1) dan ketersediaan batubara yang berlimpah Tabel (1-1) dibanding minyak dan gas alam.



Gambar 1. Distribusi harga bahan bakar
Sumber : Data statistik Pertamina 2007

Tabel 1. Sumber batubara di Indonesia [7]

No	Daerah	Jumlah (x 10 ⁶ kg)
1	Sumatera	12.599.280
2	Kalimantan	14.573.020
3	Jawa	4.860
4	Sulawesi	96.130
5	Irian Jaya	25.530
6	Daerah lainnya	7.310
	Total	27.306.130

Dari Gambar (1) terlihat bahwa dari tahun 2002 sampai 2007 harga

minyak bakar minyak mengalami peningkatan jauh di atas harga batubara dalam satuan massa yang sama. Berdasarkan gambaran tersebut, peluang penghematan biaya operasi dengan penggantian bahan bakar pada pembangkit uap yang berbahan bakar minyak jelas ada. Besarnya angka penghematan perlu dilakukan kaji lebih lanjut.

Penelitian ini bertujuan melakukan kaji ekonomi besarnya biaya operasi pembangkit uap untuk jenis bahan bakar batubara dan minyak. Selanjutnya akan dikaji kelayakan investasi jika dilakukan penggantian bahan bakar minyak ke batubara. Data hasil penelitian ini sangat mendukung usaha penggantian bahan bakar minyak ke batubara pada berbagai pembangkit uap yang ada di Indonesia.

TEORI DASAR

Parameter Kinerja Pembangkit Uap

Parameter kinerja pembangkit uap yang dijadikan acuan dalam perhitungan adalah :

- Kerja turbin *netto* adalah :

$$\dot{W}_{T,Netto} = \dot{W}_T - \dot{W}_P$$

- Efisiensi termal siklus adalah :

$$\eta_{th} = \frac{\dot{W}_{T,Netto}}{\dot{Q}_{uap}} \times 100\%$$

- Efisiensi pembangkit uap adalah

$$\eta_{PLTU} = \frac{\dot{W}_{T,Netto} \times \eta_{generator}}{\dot{Q}_{bb}} \times 100\%$$

- Massa alir bahan bakar adalah :

$$\dot{m}_{bahanbakar} = \frac{\dot{Q}_{uap}}{LHV_{bb}}$$

- Biaya bahan bakar

$$\text{Fuel cost} = \dot{m}_{bb} \times \text{harga bahan bakar}$$

Parameter Kaji Ekonomi Pembangkit Uap

Konversi pemakaian bahan bakar gas alam ke batubara memungkinkan penghematan biaya bahan bakar, mengingat harga batubara relatif lebih murah dibandingkan gas alam tiap satuan energi. Dilain pihak konversi bahan bakar gas alam ke batubara membutuhkan biaya investasi antara lain

biaya pengadaan boiler berbahan bakar batubara dan peralatan bantuanya (*coal and ash handling system, pulverizer*). Pada penelitian ini hanya akan dibahas 3 (tiga) jenis metode analisis kelayakan ekonomi, yaitu Metode *net present value (NPV)*, Metode *internal rate of return (IRR)* dan Metode *Benefit Cost Ratio (BCR)*.

Metode Net Present Value [9]

Metode ini menghitung selisih antara biaya awal (*initial cost/cash outflow*) suatu investasi terhadap *cash inflow* (penghematan biaya bahan bakar bila pembangkit uap beroperasi dengan MFO dan batubara). Perumusan perhitungan kelayakan investasi dengan Metode NPV adalah sebagai berikut :

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+K)^t} - C_0$$

Di mana :

n : perkiraan umur peralatan

k : laju inflasi

C_t : penghematan biaya (*cash inflow*) dari tahun ke-1 s/d n

C_0 : biaya awal (*initial cost/cash outflow*)

Kriteria untuk menerima atau menolak kelayakan investasi dengan Metode NPV adalah sebagai berikut :

- NPV > 0, rencana investasi diterima
- NPV < 0, rencana investasi ditolak

Metode Internal Rate of Return [9]

Metode ini menghitung tingkat bunga (r) yang menyamakan biaya awal (*initial cost/cash outflow*) suatu investasi terhadap *cash inflow* (penghematan biaya bahan bakar bila PLTU beroperasi dengan MFO dan batubara). Perumusan kelayakan investasi dengan Metode IRR adalah sebagai berikut :

$$IRR = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0 \quad (II-74)$$

Di mana :

n : perkiraan umur peralatan

r : tingkat bunga pinjaman bank (IRR)

C_t : penghematan biaya (*cash inflow*) dari tahun ke-1 s/d n

C_0 : biaya awal (*initial cost/cash outflow*)

Kriteria untuk menerima atau menolak kelayakan investasi dengan Metode IRR adalah sebagai berikut :

- IRR > tingkat bunga pinjaman bank, rencana investasi diterima
- IRR < tingkat bunga pinjaman bank, rencana investasi ditolak

Metode Benefit Cost Ratio [8]

Metode ini menghitung perbandingan antara nilai sekarang aliran kas masuk (*NPV*) terhadap biaya awal (*initial cost/cash outflow*) suatu investasi. Perumusan dari perhitungan kelayakan investasi dengan

Metode BCR adalah :
$$BCR = \frac{NPV}{Co}$$

Di mana :

BCR : Benefit Cost Ratio

NPV : Net Present Value

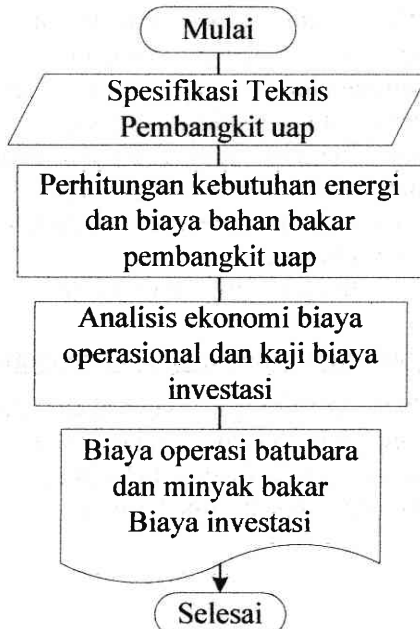
Co : biaya awal (*initial cost/cash outflow*)

Kriteria untuk menerima atau menolak kelayakan investasi dengan Metode BCR adalah sebagai berikut :

- BCR > 1, rencana investasi diterima
- BCR < 1, rencana investasi ditolak.

METODOLOGI

Pekerjaan penelitian ini diberikan dalam diagram alir berikut :



Gambar 2. Diagram alir pekerjaan penelitian

PEMBAHASAN

Dari hasil perhitungan kinerja pembangkit uap diberikan pada Tabel (2).

Tabel 2. Hasil perhitungan kebutuhan bahan bakar pembangkit uap 51 MW

Kebutuhan kalor, Q_m (MJ/jam)	585887,79	
Nilai kalor (kJ/kg _{fuel})	Minyak	9766
	Batubara	4820
Laju alir bahan bakar, (TPH)	Minyak	14,33
	Batubara	11,36

Dari hasil perhitungan kebutuhan bahan bakar, maka dapat ditentukan perbandingan biaya bahan bakar sebagai berikut :

- Biaya bahan bakar bila beroperasi dengan minyak :
Rp 456.964.431.046,00/tahun.
- Biaya bahan bila beroperasi dengan batubara:
Rp 89.007.039.091,00/tahun.
- Potensi penghematan bila dilaksanakan konversi bahan bakar dari minyak ke batubara :
Rp 367.897.391.955,00/tahun.

Biaya investasi peralatan

Sebagai konsekuensi tindakan konversi dari MFO ke batubara membutuhkan investasi peralatan seperti : boiler berbahan bakar batubara dan perlengkapannya (*steam generator and auxilliary*), penanganan batubara dan abu (*coal and ash handling system*), *civil work* (*stack, coal stock pile, ash diposal, coal jetty*).

Harga peralatan mengacu pada data investasi PLTU Banjarmasin tahun 1997 dalam US \$ sebagai berikut :

Boiler and auxiliary	US\$	32.037.483
Coal and ash handling system	US\$	4.397.343
Instrumentation and control	US\$	3.286.396
Civil work	US\$	30.260.669
Total	US\$	69.981.891



Biaya investasi tahun 2008 dihitung dengan persamaan :

$$FV = PV (1 + eskalasi)^n$$

dengan :

FV = *Future Value* (Nilai investasi thn 2008)

PV = *Present Value* (Nilai investasi tahun 1997)

Eskalasi = 3%

n = tahun 2008 – tahun 1997 = 11

maka :

$$FV = 69.981.891 (1 + 0,03)^{11}$$

$$= \text{US\$ } 96.871.303$$

Asumsi kurs US\$ 1 : Rp 9.800,00

Biaya investasi peralatan :

Rp.949.338.769.400,00

Biaya penyusutan

Diasumsikan umur peralatan (*steam generator, coal and ash handling systems, dll*) sekitar 28 tahun. Perhitungan biaya penyusutan menggunakan metode garis lurus (*Straight Line Method*).

$$\begin{aligned} \text{Biaya penyusutan} &= \frac{\text{biaya investasi}}{\text{umur peralatan}} \\ &= \frac{\text{Rp. } 949.338.769.400,00}{28 \text{ tahun}} \\ &= \text{Rp. } 33.904.956.050,00 / \text{tahun} \end{aligned}$$

Biaya tenaga kerja

Pengoperasian boiler berbahan bakar batubara, coal and ash handling systems memerlukan tambahan tenaga kerja dalam hal ini diasumsikan tambahan tenaga kerja sejumlah 50 orang, dengan biaya Rp 100.000.000,00 per orang per tahun, maka biaya tenaga kerja adalah Rp 5.000.000.000,00 per tahun

Biaya pemeliharaan

Pengoperasian boiler berbahan bakar batubara, coal and ash handling systems memerlukan biaya pemeliharaan dalam hal ini diasumsikan sesuai data perusahaan PLTU Asam-asam.

Biaya pemeliharaan = Rp 10 Milyar / tahun

Biaya engineering dan supervisi

Biaya *engineering* dan supervisi meliputi : biaya desain konstruksi, drafting, rekayasa yang merupakan biaya tidak langsung yang tidak dapat dibebankan pada biaya investasi

peralatan. Dalam hal ini diasumsikan biaya engineering dan supervisi 10% dari biaya investasi peralatan.

$$\begin{aligned} \text{Biaya engineering dan supervisi} &= 10\% \times (\text{Rp } 949.338.769.400,00) \\ &= \text{Rp } 94.933.876.940,00 \end{aligned}$$

Biaya start up

Setelah selesai masa konstruksi, perlu dilaksanakan start up atau komisioning agar diperoleh kinerja pembangkit yang optimal. Dalam hal ini biaya start up diasumsikan sebesar 10% biaya investasi peralatan.

$$\begin{aligned} \text{Biaya start up :} &= 10\% (\text{Rp } 949.338.769.400) \\ &= \text{Rp } 94.933.876.940,00 \end{aligned}$$

Biaya contingencies

Biaya *contingencies* merupakan biaya tak terduga seperti : bencana alam, huru hara, perubahan harga, perubahan desain. Dalam hal ini biaya contingencies diasumsikan 10% dari biaya investasi peralatan.

$$\begin{aligned} \text{Biaya contingencies :} &= 10\% (\text{Rp } 949.338.769.400,00) \\ &= \text{Rp } 94.933.876.940,00 \end{aligned}$$

Biaya total peralatan tambahan

Biaya total yang ditimbulkan akibat adanya peralatan tambahan adalah penjumlahan dari biaya investasi, penyusutan, biaya tenaga kerja, pemeliharaan, engineering dan supervisi, start-up, dan biaya contingencies.

Dari hasil penjumlahan diperoleh biaya total sebesar :

Rp 1.283.045.356.270,00/tahun.

Hasil perhitungan kelayakan ekonomi

Pada perhitungan kelayakan ekonomi digunakan asumsi suku bunga bank sebesar 14%, analisis kelayakan investasi dinyatakan pada table berikut :

Tabel 3. Analisis kelayakan investasi

Tahun ke	Cash flow (Rp.)	NPV (Rp)	IRR
0	-4.283.045.356.270,00		
1	367.897.391.955,00	-842.393.285.774,70	-71%
2	397.329.183.311,40	-574.207.404.483,70	-28%
3	429.115.517.976,31	-320.136.569.576,43	-3%
4	463.444.759.414,42	-79.437.883.874,81	11%
5	500.520.340.167,57	148.592.449.947,78	20%
6	540.561.967.380,98	364.621.187.253,39	25%
7	583.806.924.771,45	569.279.991.016,60	27%
8	630.511.478.753,17	763.167.278.792,28	30%
9	680.952.397.053,42	946.849.972.474,49	31%
10	735.428.588.817,70	1.120.865.155.962,91	33%
11	794.262.875.923,11	1.285.721.645.583,51	34%
12	857.803.905.996,96	1.441.901.477.855,69	35%
13	926.428.218.476,72	1.589.861.318.955,60	35%
14	1.000.542.475.954,86	1.730.933.799.997,64	35%
15	1.080.585.874.031,25	1.862.828.782.037,47	36%
16	1.167.032.743.953,75	1.988.634.554.496,25	36%
17	1.260.395.363.470,95	2.107.818.970.509,84	36%
18	1.361.226.992.547,65	2.220.730.522.522,71	36%
19	1.470.125.151.951,46	2.327.699.361.271,74	36%
20	1.587.735.164.107,58	2.429.038.261.139,25	36%
21	1.714.753.977.236,19	2.525.043.534.697,94	37%
22	1.851.934.295.415,98	2.615.995.899.121,96	37%
23	2.000.089.039.048,29	2.702.161.296.997,35	37%
24	2.160.096.162.172,15	2.783.791.673.931,93	37%
25	2.332.903.855.145,92	2.861.125.715.238,38	37%
26	2.519.536.163.557,60	2.934.389.543.844,48	37%
27	2.721.099.056.642,20	2.934.389.543.844,48	37%
28	2.938.786.981.173,58	3.003.797.381.471,32	38%

Dari Tabel (3), titik impas (*Break Event Point* /BEP) terjadi pada tahun ke-5.

$$\text{Benefit cost ratio (BCR)} = \text{NPV tahun ke-28} / \text{initial cost}$$

$$= \frac{\text{Rp } 3.003.797.381.471,00}{\text{Rp } 1.283.045.356.270,00}$$

$$= 2,34$$

Kajian ekonomi konversi pemakaian minyak ke batubara pada pembangkit uap 51MW memenuhi kriteria kelayakan investasi karena :

- BCR > 1
- IRR > dari tingkat bunga pinjaman bank
- BEP pada tahun ke-5
- NPV bertanda positif pada tahun ke 28.

KESIMPULAN

Dari analisis dan pembahasan dapat diambil kesimpulan sebagai berikut :

- Konversi pemakaian minyak ke batubara membutuhkan biaya investasi peralatan tambahan (boiler berbahan bakar

batubara, *coal and ash handling system*) serta pembangunan sipil (*civil work*).

- Potensi penghematan bila dilaksanakan konversi bahan bakar dari minyak ke batubara adalah Rp 367.897.391.955,00/tahun.
- Kajian ekonomi menunjukkan biaya investasi konversi pemakaian minyak ke batubara memenuhi kriteria kelayakan investasi yang diindikasikan oleh Break Event Point (BEP) terjadi pada tahun ke 5, Benefit Cost Ratio (BCR) = 2,34 dan Internal Rate of Return (IRR) pada tahun ke 28 sebesar 38%.

DAFTAR PUSTAKA

1. Borman, G.L., and Ragland, K.W., *Combustion Engineering*, edition, McGrawHill Co, Singapore, 1998
2. Babcock & Wilcox, "*Steam its Generation and Use*", Mc Dermott Company, 40th Edition 1992.
3. Chattopadhyay, P, *Boiler Operation Engineering Question and Answers*, Second Edition, Tata McGraw-HillCo. New Delhi, 2000.
4. Fraas, A., *Heat Exchanger Design*, Wiley, 1989
5. Incropera, F.P & Dewitt D.P., *Introduction to Heat Transfer*", 3rd Edition, John Wiley & Sons, Canada, 1996
6. Moran, J.M. and Shapiro, H.N., *Fundamentals of Engineering Thermodynamics*, 4th edition, John Wiley & Sons, New York, 2000.
7. Muchjidin, Pengendalian Mutu dalam Industri Batubara, Penerbit ITB. ,2006.
8. Nag, PK., *Power Plant Engineering*, 2nd edition, McGraw-Hill, Singapore, 2002
9. Newnan. D.G., *Engineering Economic Analysis*, 3rd edition, Binarupa Aksara Engineering Press. Inc, Jakarta, 1990.
10. Pedoman efisiensi energi untuk industri di Asia. <http://www.energyefficiencyasia.org>
11. PT. Indonesia Power, *Data Ultimate Analysis bahan bakar* unit-3, Semarang Indonesia, 2005