

BAB 4

IMPLEMENTASI SISTEM KOGENERASI

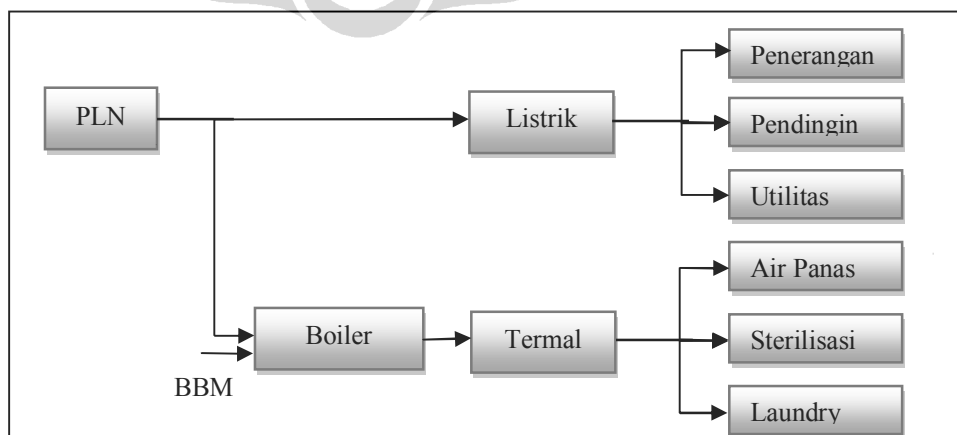
4.1. Metodologi

Dalam penelitian ini, mencakup pemilihan sistem kogenerasi dan evaluasi nilai ekonomi. Pemilihan sistem kogenerasi yang diimplementasikan mempertimbangkan parameter teknis dan ekonomi. Parameter teknis yang dimaksud terdiri dari ketersediaan bahan bakar, dan rasio output termal terhadap listrik. Sementara itu, parameter ekonomis terdiri dari biaya investasi, biaya operasi dan pemeliharaan (O&M), biaya bahan bakar, harga energi yang dibeli dan dijual dan *revenue* dari perdagangan karbon.

Pemilihan sistem kogenerasi akan menggunakan dua jenis penggerak mula yaitu turbin gas dan *reciprocating machine* dengan dua model operasi yaitu produksi mengikuti beban listrik aktual (*Electricity Match=EM*) serta produksi mengikuti beban termal aktual (*Thermal Match=TM*).

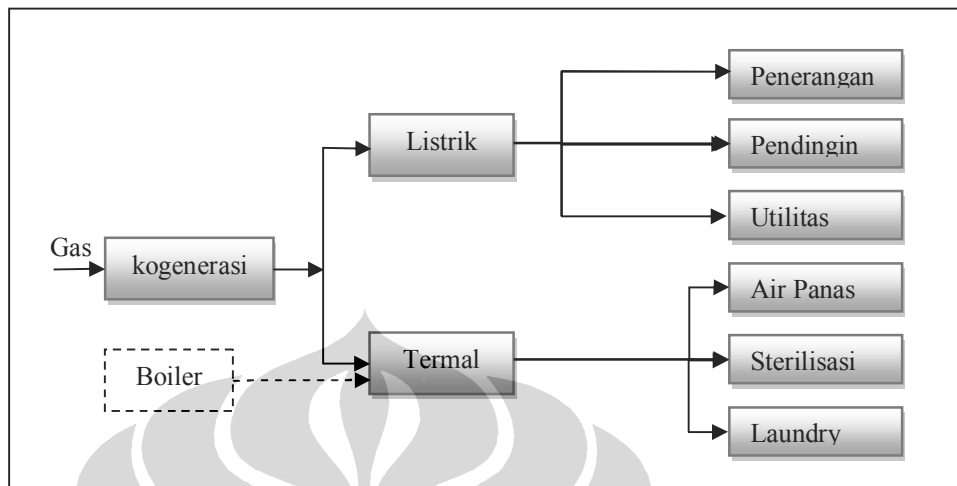
Evaluasi ekonomi kelayakan implementasi sistem kogenerasi akan dilakukan dengan menggunakan Teknik Analisis Anggaran Modal (*Budgeting Capital*) yang terdiri dari *Payback Period (PBD)*, *Net Present Value (NPV)* dan *Internal Rate of Return (IRR)* dan Analisis Resiko dengan menggunakan metode Analisis Sensitivitas.

Deskripsi kondisi awal aliran energi di rumah sakit Dharmais, bahwa energi listrik seluruhnya disuplai oleh utilitas publik (PLN), sedangkan suplai energi termal berasal dari hasil pembakaran oleh boiler.



Gambar 4.1. Kondisi Awal Sistem

Implementasi sistem kogenerasi akan menggunakan penggerak mula, jenis turbin gas dan *reciprocating machine* sebagai perbandingan.



Gambar 4.2. Skenario Implementasi Kogenerasi

Proses umum dalam pemilihan serta evaluasi rencana implementasi sistem kogenerasi adalah sebagai berikut:

1. Evaluasi parameter teknis:

- Identifikasi ketersediaan bahan bakar
- Memilih minimum dua jenis penggerak mula yang mungkin sesuai berdasarkan ketersediaan bahan bakar
- Menghitung rasio keluaran termal terhadap listrik dari jenis penggerak mula yang dipilih dengan mempertimbangkan karakteristik beban aktual (listrik dan termal)

2. Kapasitas kogenerasi menggunakan dua model operasi *Electricity Match (EM)* dan *Thermal Match (TM)* dengan menghitung

- Produksi energi listrik dan termal
- Kelebihan energi listrik dan/atau termal
- Tambahan kebutuhan energi listrik dan/ atau termal

3. Menghitung biaya tahunan dari penggerak mula yang dipilih:

- Biaya investasi
- Biaya operasi dan pemeliharaan (O&M)
- Biaya bahan bakar

4. Menghitung *revenue* dari:
 - Potensi penghematan konsumsi energi listrik dan termal pada kondisi awal
 - Kelebihan energi listrik
 - Biaya beban listrik
 - Perdagangan reduksi emisi karbon
 - Biaya bahan bakar
5. Menghitung benefit dengan menguraikan semua biaya-biaya *revenue*
6. Evaluasi karakteristik ekonomi dengan menggunakan teknik analisis *capital budgeting* (*Payback Period, NPV, IRR*)
7. Mengukur resiko ketidakpastian menggunakan Metode Analisis Sensitivitas. Sensitivitas karakteristik ekonomi akan diuji berdasarkan penggerak mula yang dipilih, terhadap pengaruh eskalasi biaya investasi, harga bahan bakar dan tarif listrik.

4.2. Studi Literatur

4.2.1. Perhitungan Rasio Keluaran Termal dan Listrik

Sistem kogenerasi dalam penelitian ini menggunakan jenis penggerak mula yang menyesuaikan rasio keluaran termal dan listrik mendekati kebutuhan termal dan listrik aktual di RS Dharmais.

Rasio termal terhadap listrik (E_{tr}) = % keluaran termal/ % keluaran listrik

4.2.2. Metode *Annualized Cost*

Metode *Annualized Cost* dapat mengevaluasi karakteristik ekonomi berdasarkan total biaya pengeluaran tahunan dan total revenue tahunan. Total biaya pengeluaran tahunan kogenerasi terdiri dari biaya investasi, biaya bahan bakar tahunan, biaya operasi dan pemeliharaan tahunan. Total revenue tahunan terdiri dari revenue dari produksi termal dan produksi listrik, baik dari listrik yang dijual kepada utilitas publik atau listrik yang digunakan oleh pengguna. Revenue tambahan dapat diperoleh dengan terhindarnya dari biaya beban listrik^[4].

4.2.2.1 Total Biaya Pengeluaran Tahunan

Komponen-komponen total biaya pengeluaran tahunan yang dimaksud adalah biaya investasi, biaya bahan bakar dan biaya operasi dan pemeliharaan.

- **Biaya Investasi**

Biaya investasi tahunan dapat dinyatakan sebagai:

$$I_{ca} = C_r(i, n) \times I_c \quad (4.1)$$

dimana I_{ca} adalah biaya investasi tahunan (\$), I_c total biaya investasi (\$), $C_r(i, n)$ adalah faktor pemulihan modal dengan suku bunga = i , dan $n = \text{life time}$.

$$C_{r(i,n)} = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (4.2)$$

Jika biaya investasi dinyatakan sebagai biaya investasi khusus (\$/kW), persamaan (4.1) dapat dimodifikasi sebagai berikut:

$$I_{ca} = C_{r(i,n)} \times E_c \times I_{cs} \quad (4.3)$$

di mana E_c adalah kapasitas output listrik (kW) dan I_{cs} adalah biaya investasi khusus (\$/kW).

- **Biaya Bahan Bakar**

Biaya bahan bakar biasanya dinyatakan dalam dolar per satuan berat atau volume. Oleh karena itu diperlukan mengkonversi dolar biaya bahan bakar per unit energi. Jadi, total biaya bahan bakar tahunan dapat direpresentasikan sebagai:

$$F_{cta} = F_c \times F_{ac} \quad (4.4)$$

dimana F_{cta} adalah total biaya bahan bakar tahunan (\$), F_c adalah biaya bahan bakar per m^3 (\$/m³), dan F_{ac} adalah konsumsi bahan bakar tahunan (m³).

- **Biaya Tetap Operasi dan Pemeliharaan**

Biaya tetap operasi dan pemeliharaan biasanya terdiri dari biaya tenaga kerja dan biaya pemeliharaan. Biaya ini akan berbeda antara jenis kogenerasi turbin gas dan *reciprocating machine* misalnya. Biaya pemeliharaan terutama meliputi minyak pelumas, filter, baterai, busi dan perawatan air. Biaya tetap operasi dan pemeliharaan biasanya dinyatakan sebagai biaya operasi dan

pemeliharaan tertentu dalam dolar per kW per tahun. Oleh karena itu, biaya operasi dan pemeliharaan tahunan dapat dinyatakan sebagai:

$$F_{com} = F_{scom} \times E_C \quad (4.5)$$

mana F_{com} adalah biaya tetap operasi dan pemeliharaan tahunan (\$), F_{scom} adalah biaya spesifik tetap O & M per tahun (\$/kW).

Total biaya pengeluaran tahunan dapat dihitung dengan menjumlahkan biaya investasi (persamaan 4.1), total biaya bahan bakar (persamaan 4.4) dan total biaya tetap operasi dan pemeliharaan (persamaan 4.5). Oleh karena itu, total biaya pengeluaran tahunan (T_{AC}) dapat dinyatakan sebagai:

$$T_{AC} = I_{ca} + F_{ctae} + F_{com} \quad (4.6)$$

4.2.2.2. Total Revenue Sistem Kogenerasi

Potensi revenue dapat diperoleh dari produksi listrik, produksi termal dan terhindarnya dari biaya beban listrik. Revenue dari produksi listrik terdiri dari pendapatan dari listrik yang dikonsumsi oleh pengguna sistem kogenerasi dan revenue dari listrik yang dijual ke utilitas publik.

• Revenue Listrik Dari Konsumsi Pengguna

Untuk model produksi *Electricity Match*, seluruh produksi listrik dikonsumsi oleh pengguna, sehingga tidak ada listrik yang dijual ke utilitas publik. Oleh karena itu, untuk model produksi *Thermal Match*, kemungkinan beberapa energi listrik dijual ke utilitas publik. Jika K_a didefinisikan sebagai rasio antara produksi listrik yang dikonsumsi oleh pengguna terhadap total produksi listrik, revenue dari produksi listrik yang dikonsumsi oleh pengguna dapat dinyatakan sebagai:

$$R_{ec} = E_h * K_a * E_p \quad (4.7)$$

mana R_{ec} adalah revenue tahunan dari produksi listrik yang dikonsumsi oleh pengguna (\$), E_h adalah tarif listrik (\$/ kWh), dan E_p adalah produksi listrik (kWh).

- **Revenue Listrik dari Utilitas Publik**

Revenue listrik dari utilitas publik tergantung besar tarif penjualan listrik yang ditentukan. Oleh karena itu, revenue dari listrik yang terjual kepada utilitas publik dapat digambarkan sebagai:

$$R_{ep} = R_{esp} \times B_{BR} \quad (4.8)$$

mana R_{ep} adalah revenue tahunan dari listrik yang dijual kepada utilitas publik (\$), dan B_{BR} adalah *buy back rate* (\$ / kWh).

- **Revenue Dari Biaya Beban Listrik**

Metode untuk menghitung pendapatan biaya beban tidak sederhana, karena tidak hanya tergantung pada faktor kapasitas dan permintaan tarifnya per kW, tetapi juga jumlah padam selama operasi kogenerasi dan kebijakan biaya beban dari utilitas publik. Untuk menyederhanakan ini, diasumsikan bahwa permintaan biaya beban tahunan adalah:

$$D_h = 12 \times A_v \times C_f \times E_C \times D_C \quad (4.9)$$

dimana D_h adalah permintaan biaya beban tahunan (\$), A_v adalah faktor ketersediaan (%), C_f adalah faktor kapasitas (%), E_C adalah kapasitas listrik (kW), dan D_C adalah biaya permintaan per kW per bulan (\$ / kW).

- **Revenue Dari Produksi Termal**

Revenue dari produksi termal adalah biaya termal yang dikeluarkan jika pengguna tidak menggunakan kogenerasi, diantaranya terdiri dari biaya investasi, biaya bahan bakar dan biaya O&M dari boiler.

Dengan asumsi bahwa biaya investasi dan operasi dan pemeliharaan diabaikan, revenue tahunan dari produksi termal dapat dinyatakan sebagai:

$$R_t = (T_p \times F_{scb}) / \eta_b \quad (4.10)$$

mana R_t adalah revenue tahunan dari produksi termal (\$), T_p adalah produksi termal tahunan (kcal), F_{scb} adalah biaya bahan bakar untuk boiler (\$/kcal), dan η_b adalah efisiensi boiler.

• Revenue Dari Perdagangan Karbon

Revenue dari perdagangan karbon diambil dari perhitungan gas rumah kaca (GHG) emisi baik dari konsumsi bahan bakar fosil, juga dari pembelian listrik dari utilitas publik. Emisi GHG yang dihasilkan dari konsumsi bahan bakar fosil dapat dihitung dengan rumus berikut:

$$GHG_{ef} = F_{CT} \times C_{er} \times C_{orc} \times C_{occ} \quad (4.11)$$

Di mana GHG_{ef} adalah emisi GHG dari konsumsi bahan bakar (k.tons/ tahun), F_{CT} adalah jumlah konsumsi bahan bakar (TJ/ tahun), C_{er} adalah tingkat emisi karbon (ton C/TJ), C_{orc} adalah koefisien laju oksidasi karbon dan C_{occ} adalah koefisien konversi unit CO₂ (ton CO₂/tons C).

Tabel 4.1 menunjukkan koefisien untuk setiap bahan bakar di tahun 1996 direvisi IPCC.

Table 4.1 Koefisien Emisi Bahan Bakar^[5]

Uraian	Coal	Oil	Natural gas
Carbon emission rate (tons C/TJ)	27.6	20.0	15.3
Carbon oxidation rate coefficient	0.98	0.99	0.995
CO2 unit conversion coefficient	44/12	44/12	44/12

Sementara itu, emisi GHG yang dihasilkan dari pembelian listrik dari utilitas publik dapat dihitung dengan rumus berikut:

$$GHG_{ee} = GHG_{er} \times E_f \quad (4.12)$$

Di mana GHG_{ee} adalah emisi GHG dari pembelian listrik (k.tons/ tahun), GHG_{er} adalah tingkat emisi GHG yang setara dengan emisi GHG yang dihasilkan per unit keluaran ($CO_2/MWh.ton$), dan E_f listrik yang dihasilkan adalah keluaran (MWh/ tahun).

Total GHG emisi (GHG_e) diperoleh:

$$GHG_e = GHG_{ef} + GHG_{ee} \quad (4.13)$$

Revenue dari perdagangan emisi karbon dihitung dengan menggunakan rumus berikut:

$$R_{ghge} = GHG_e \times GHG_{ap} \quad (4.14)$$

dimana R_{ghge} adalah revenue dari perdagangan emisi GHG (\$) dan GHG_{ap} adalah harga pengurangan GHG (\$/ton CO_2)

Jadi dari uraian tersebut di atas, total revenue tahunan adalah jumlah dari unsur-unsur revenue yang dijelaskan dalam persamaan (4.13), (4.16), (4.17), (4.19) dan (4.23). Jadi, total pendapatan tahunan dapat dinyatakan sebagai:

$$T_{AR} = R_{ece} + R_{epe} + D_h + R_{te} + R_{ghge} \quad (4.15)$$

dimana T_{AR} adalah total revenue tahunan (\$), R_{ece} adalah total revenue tahunan dari listrik yang dikonsumsi oleh pengguna (\$), R_{epe} adalah total revenue tahunan dari listrik dijual kepada publik utilitas (\$), D_h adalah total revenue tahunan dari terhindarnya dari biaya beban (\$), R_{te} adalah total revenue tahunan dari produksi termal (\$), dan R_{ghge} adalah total revenue tahunan dari perdagangan karbon.

4.2.2.3. Total Biaya Penghematan Tahunan Sistem Kogenerasi

Total biaya penghematan tahunan didefinisikan sebagai selisih antara jumlah biaya pengeluaran tahunan dan total revenue tahunan. Oleh karena itu:

$$N_{AS} = T_{AR} - T_{AC} \quad (4.16)$$

dimana N_{AS} adalah total biaya penghematan (\$), T_{AR} adalah total revenue tahunan (\$), dan T_{AC} adalah total biaya pengeluaran tahunan (\$).

Jelas bahwa total penghematan tahunan dalam persamaan (4.16) adalah fungsi dari banyak faktor, seperti:

- Parameter teknis dan ekonomi kogenerasi, termasuk efisiensi, rasio keluaran termal terhadap listrik, ketersediaan kapasitas unit kogenerasi, usia ekonomis, biaya investasi, biaya operasi & pemeliharaan, dan biaya bahan bakar.
- Parameter teknis dan ekonomi dari boiler, termasuk efisiensi boiler & usia ekonomis boiler, biaya investasi, dan biaya bahan bakar boiler.
- Parameter umum, termasuk pola beban listrik dan termal, tarif listrik, inflasi, harga pengurangan gas karbon, biaya beban listrik, tingkat suku bunga, tingkat eskalasi bahan bakar, tingkat eskalasi tarif listrik, dan biaya bahan bakar boiler.

4.2.3. Teknik Analisis *Capital Budgeting*

Dalam rangka untuk menilai apakah suatu proyek dapat diterima atau tidak, teknik analisis *capital budgeting* dapat digunakan. Analisis utama dilakukan terhadap *payback period (PBP)*, *net present value (NPV)* dan *internal rate of return (IRR)*.

4.2.3.1. *Payback Period (PBP)*

Payback period biasanya digunakan untuk mengevaluasi usulan investasi. *Payback period* adalah jumlah waktu yang diperlukan bagi perusahaan untuk mengembalikan investasi awal dalam suatu proyek, yang dihitung sebagai kas masuk. Dalam kasus sebuah anuitas, *payback period* dapat diketahui dengan membagi investasi awal:

$$PBP = \frac{\text{Initial investment cost}}{\text{Annual cash inflows}} \quad (4.17)$$

- Jika PBP kurang dari maksimum PBP yang diterima, proyek akan diterima
- Jika PBP lebih besar daripada PBP yang diterima, proyek akan ditolak

Jangka waktu PBP maksimum yang diterima ditentukan oleh manajemen. Nilai ini ditetapkan secara subyektif berdasarkan sejumlah faktor, termasuk jenis proyek (ekspansi, penggantian, pembaharuan), risiko proyek dan hubungan antara PBP dan nilai saham.

4.2.3.2. *Net Present Value (NPV)*

Net Present Value (NPV) dihitung dengan mengurangi investasi awal proyek (CF_0) dari nilai sekarang dari arus kas masuk (CF_t) pada tingkat suku bunga (i).

NPV = nilai sekarang kas masuk - Initial investasi

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{CF}{(1+i)^t} - CF_0 \quad (4.18)$$

Bila NPV digunakan untuk membuat keputusan diterima-ditolak, kriteria keputusan adalah sebagai berikut:

- Jika NPV lebih besar dari 0, proyek diterima
- Jika NPV kurang dari 0, proyek ditolak

Jika NPV lebih besar dari 0, perusahaan akan mendapatkan pengembalian lebih besar dari biaya modal.

4.2.3.3. *Internal Rate of Return (IRR)*

IRR adalah tingkat suku bunga yang menghasilkan nilai NPV sama dengan nol (karena nilai sekarang dari arus kas masuk sama dengan investasi awal).

$$0 = \sum_{t=1}^N \frac{CF}{(1+i)^t} - CF_0$$

$$\sum_{t=1}^N \frac{CF}{(1+i)^t} = CF_0 \quad (4.19)$$

Apabila IRR digunakan untuk membuat keputusan diterima-ditolak, kriteria keputusan adalah sebagai berikut:

- Jika IRR lebih besar dari biaya modal, proyek diterima
- Jika IRR lebih kecil dari biaya modal, proyek ditolak

4.3 Pengumpulan Data

Data yang dikumpulkan berupa data primer dan data sekunder. Data primer adalah data yang diperoleh secara langsung dari orang yang bertanggung jawab dan pekerja terkait. Data primer ini diperoleh dari pengamatan dan wawancara. Data sekunder diperoleh dari dokumen yang disediakan oleh perusahaan seperti profil perusahaan dan laporan tahunan perusahaan juga berasal dari sumber-sumber internet. Data dan informasi yang diperlukan sebagai parameter untuk evaluasi sistem kogenerasi ini sebagai berikut:

Tabel 4.2. Data Boiler RS Dharmais

Jenis	Type	Fuel	Capacity	Jumlah	Sumber
Boiler Api	DK-08 / 90-2	HSD	2 ton/ jam	2 unit	survei
Effisiensi = 80%					

Tabel 4.3. Data Teknis

Informasi	Nilai	Unit	Sumber
Nilai Kalori Gas	38	MJ/m ³	literatur
Nilai Kalori HSD	11.000	kCal/kg	literatur
Kapasitas PLN	3.000	kVA	survei
Densiti HSD	0,96	kg/liter	literatur

Table 4.4 Konsumsi Listrik Bulan Nop.2008 s.d Okt 2009

Bulan	Tahun	LWBP (kWh)	WBP (kWh)	TOTAL (kWh)
November	2008	707.320	130.400	837.720
Desember	2008	587.920	109.560	697.480
Januari	2009	669.840	163.200	833.040
Februari	2009	544.640	67.080	611.720
Maret	2009	518.680	97.200	615.880
April	2009	644.880	123.040	767.920
Mei	2009	646.800	121.480	768.280
Juni	2009	660.960	122.880	783.840
Juli	2009	662.880	124.800	787.680
Agustus	2009	672.560	123.760	796.320
September	2009	696.920	130.360	827.280
Oktober	2009	664.160	124.640	788.800
Total konsumsi listrik pertahun :				9.115.960

Table 4.5. Data Ekonomi

Data dan Informasi	Nilai	Unit	Sumber
Konsumsi Listrik	9.115.960	kWh /tahun	Survei
Konsumsi Termal	7,96	TJ/ tahun	Survei
Konsumsi HSD	184.320	liter / tahun	Survei
Tarif Pembelian Listrik	0.059	US\$/ kWh	Survei
Tarif Penjualan Listrik	0,06	US\$/ kWh	Literatur
Biaya Beban	37	US\$/tahun	Survei
Biaya Pengurangan Emisi GHG	10	US\$/ ton CO ₂	Literatur
Harga Solar (HSD)	0.89	US\$ / liter	Literatur
Harga Gas	0.18	US\$ / m ³	Literatur
Keterangan : 1 US\$ = Rp. 9.500			

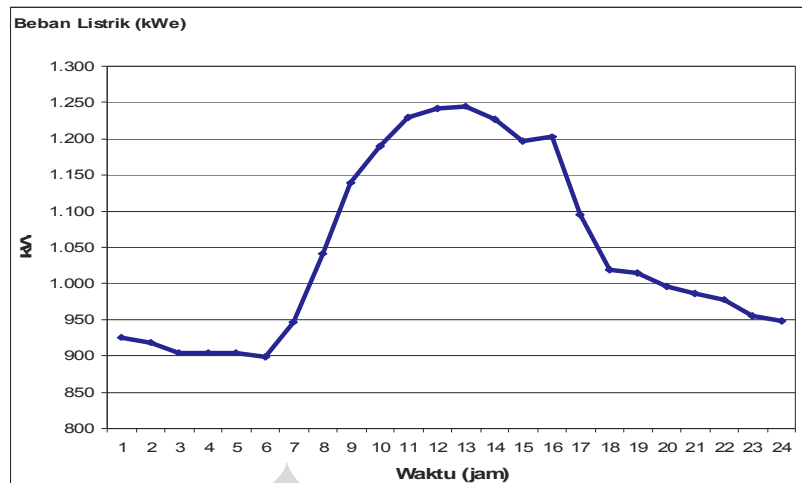
4.4. Evaluasi

4.4.1. Evaluasi Karakteristik Beban

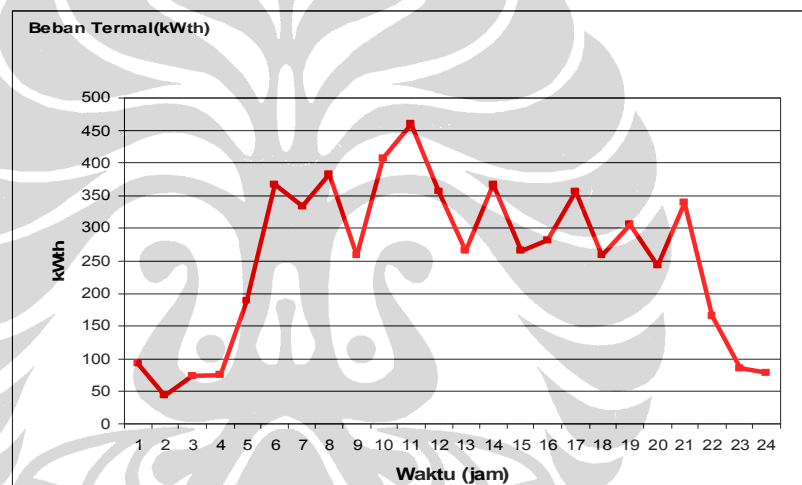
Tabel 4.6 Karakteristik Beban Listrik dan Termal

No	Jam	Beban Listrik (kW _e)	Beban Termal (kW _{th})
1	00:00 - 01:00	926	92
2	01:00 - 02:00	919	43
3	02:00 - 03:00	904	74
4	03:00 - 04:00	904	76
5	04:00 - 05:00	905	189
6	05:00 - 06:00	899	368
7	06:00 - 07:00	946	334
8	07:00 - 08:00	1.041	383
9	08:00 - 09:00	1.139	258
10	09:00 - 10:00	1.190	408
11	10:00 - 11:00	1.229	460
12	11:00 - 12:00	1.243	357
13	12:00 - 13:00	1.245	265
14	13:00 - 14:00	1.226	368
15	14:00 - 15:00	1.198	265
16	15:00 - 16:00	1.203	282
17	16:00 - 17:00	1.095	357
18	17:00 - 18:00	1.019	259
19	18:00 - 19:00	1.015	306
20	19:00 - 20:00	996	243
21	20:00 - 21:00	986	339
22	21:00 - 22:00	978	166
23	22:00 - 23:00	955	86
24	23:00 - 00:00	949	79

Dari tabel di atas, karakteristik beban listrik dan termal dapat dibuat dan ditunjukkan dalam Gambar 4.3 dan 4.4.



Gambar 4.3. Karakteristik Beban Listrik



Gambar 4.4. Karakteristik Beban Termal

Berdasarkan kedua karakteristik beban diatas, kebutuhan untuk listrik rata-rata 1.401 kW_e, sedangkan kebutuhan untuk termal rata-rata 252 kW_{th}.

4.4.2. Perhitungan Rasio Termal Terhadap Listrik

Dengan menggunakan rumus 3.2 dan tabel 3.1, perbandingan termal terhadap listrik sesuai spesifikasi jenis penggerak mula yang dipilih sebagai berikut:

- Kogenerasi Turbin Gas (Alstom Hurricane 1.630 kW)
 $E_{tr} = 50 / 35 = 1,4$
- Kogenerasi *Reciprocating Machine*
 $E_{tr} = 44,5 / 40,4 = 1,1$