

PRA STUDI KELAYAKAN POTENSI PLTM/PLTA DI AREA PT. PJB UNIT PEMBANGKIT BRANTAS

Budiono ¹⁾, Slamet Wahyudi ²⁾, Djoko Sutikno ²⁾

1). Mahasiswa Prog. Magister dan Doktor Jurusan Teknik Mesin Universitas Brawijaya

2). Staf Pengajar Jurusan Teknik Mesin Universitas Brawijaya

Jl. MT Haryono No.167 Malang 65145

Hp : 081334086686 ¹⁾

E-mail : boediono@yahoo.com ¹⁾

Abstract

In accordance with government policy to further optimize the utilization of renewable energy sources, and the policy of PT. PLN (Persero) to reduce the consumption of primary energy derived from fuel, then the PT Pembangkit Jawa-Bali (PT. PJB) plans to optimize the utilization of water resources in the Area PT. PJB Unit Pembangkitan Brantas that have the potential to be developed into minihydro power plants / hydro power plant with a capacity of under 10.0 MW. One purpose of this study is to anticipate the demand for electricity is increasing every year as well as to reduce dependence on primary energy derived from fossil tend thinning, as well as the concern of PT. PJB to environmental sustainability and clean development.

Keywords : *Pre-Feasibility Study, Potential of Minihydro Power Plants / Hydro Power Pant.*

PENDAHULUAN

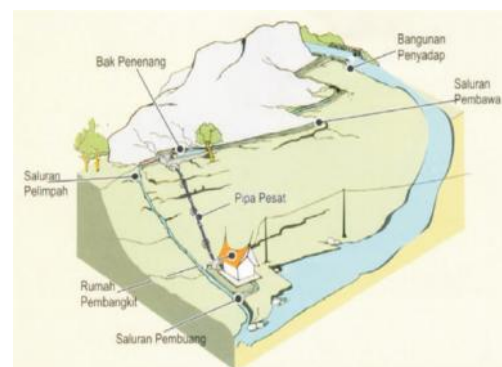
Studi kelayakan merupakan tahap yang sangat penting untuk menentukan layak atau tidaknya suatu daerah aliran sungai dikembangkan untuk PLTA, ditinjau dari segi teknis, ekonomis dan lingkungan . Dalam beberapa kasus berdasarkan prioritas pengembangannya, sebelum dilakukan studi kelayakan juga perlu dilakukan prastudi kelayakan. Pada dasarnya kedua jenis studi ini mempunyai obyek penyelidikan dan urutan pelaksanaan yang sama. Perbedaannya adalah dalam hal bobot penyelidikan dan segi penilaiannya.

Maksud studi ini sebagai kajian umum atau penjajakan awal untuk pengumpulan atau mendapatkan data dan informasi tentang mungkin tidaknya suatu daerah aliran sungai yang ada dan dapat dikembangkan atau dimanfaatkan menjadi suatu potensi pembangkit tenaga listrik atau Pembangkit Listrik Tenaga Minihidro (PLTM). Sedangkan tujuannya untuk mendapatkan rencana lokasi PLTM yang layak dengan mempertimbangkan dari segi teknik, biaya langsung (*direct cost*) atau biaya tak-langsung (*indirect cost*) dan keuntungan nyata (*tangible benefit*) dan lingkungan.

DASAR TEORI

1. Skema Dasar PLTM

Instalasi PLTM ini merupakan pembangkit listrik tenaga air jenis aliran sungai langsung atau dikenal dengan istilah *Run OF River (ROR)*. PLTM *Run OF River* adalah salah satu jenis PLTA kecil tanpa reservoir yang memanfaatkan seluruh aliran sungai secara alami atau sebagian saja [1]. Gambar 1. menunjukkan komponen PLTM tipe *Run OF River*.



Gambar 1 – Skema PLTM Run of River

Skema ini dapat diuraikan sebagai berikut :

- Air diambil dari sungai dengan mengalihkannya melalui intake di bendung.
- Untuk instalasi head menengah atau tinggi mungkin air akan dialirkan melalui kanal kecil ke bak penenang (*forebay tank*).
- Sebelum turun ke turbin air melewati bak penenang atau '*forebay*' dimana air cukup melambat untuk memisahkan kotoran dalam air seperti pasir dan sampah.
- Forebay biasanya dilindungi oleh saringan sampah (*trashrack*) yang menyaring kotoran air.
- Sebuah pipa tekanan, atau '*penstock*', mengalirkan air dari *forebay* ke turbin, yang berada di *power house* bersama dengan generator dan peralatan kontrol.
- Setelah meninggalkan turbin, air dibuang melalui kanal '*tailrace*' kembali ke sungai.

2. Debit Air

2.1 Ketersediaan Data Hujan dan Debit

Data hujan dan data debit yang digunakan dalam Pra Studi Kelayakan ini menggunakan data dari stasiun terdekat yang dianggap dapat mewakili. Data yang diperlukan untuk analisis hidrologi adalah data hujan dan data debit.

2.2 Pengukuran Debit Air

Pengukuran debit air dengan current meter disebut juga pengukuran dengan metoda kecepatan dan luas penampang aliran, karena yang diukur dalam metoda ini adalah kecepatan dan luas penampang aliran air. Rumus debit air adalah [2] :

$$Q = A \cdot v$$

dengan:

Q = debit air, dalam m³/dtk

A = luas penampang aliran air, dalam m²

v = kecepatan aliran air, dalam m/dtk.

Data kecepatan aliran air dapat diperoleh dengan melakukan pengukuran menggunakan current meter. Pengukuran kecepatan aliran air dengan metoda current meter adalah dengan cara membaca langsung pada display ketika bagian propeller dari current meter dimasukkan ke dalam air.

Data luas penampang aliran air diperoleh dengan melakukan pengukuran kedalaman sungai atau saluran air pada beberapa titik dengan interval jarak sama sepanjang arah melintang sungai.

2.3 Flow Duration Curve (FCD)

Untuk menentukan karakteristik suatu sungai dapat diperhatikan susunan garis massa debit yang waktunya dinyatakan dengan persentase. Untuk keperluan itu data debit dari Hidrograf disusun mulai dari yang terendah sampai dengan yang tertinggi dan tiap debit diberikan probabilitas yang dihitung dengan persamaan Weibull berikut ini [1] :

$$p = \frac{i}{n+1} \times 100\%$$

dimana :

p = probabilitas terlampaui (%)

i = nomor urut debit

n = jumlah data debit

Kemudian dicari berapa kali debit yang bersangkutan terjadi di sungai.

Untuk perhitungan penggunaan air apabila diambil debit rata-rata penuh, pada tahun kering akan mengalami kekurangan air. Sebaliknya apabila diambil di bawah debit rata-rata, pada musim penghujan akan banyak air yang melimpah melewati bangunan pelimpah. Oleh karena itu untuk keamanan, di dalam perhitungan biasanya diambil kira-kira 80% x debit rata-rata. Untuk perhitungan PLTA, energi yang dihasilkan dengan pengambilan 80% x debit rata-rata ini disebut energi pasti (*firm energi*).

3. Head

Perkiraan awal untuk sebuah lokasi dengan tinggi head (> 50m) dapat diambil dari peta skala besar (1 : 25.000), hanya dengan menghitung kontur antara titik-titik inlet dan discharge : jarak antara kontur pada peta dengan skala 1 : 25.000 adalah kurang lebih 12,5 m [1].

4. Dasar Perhitungan Power dan Energi

4.1 Debit Desain

PLTM tidak mungkin menggunakan lebih dari debit sungai rata-rata (Q_{mean}) secara signifikan karena akan lebih baik

secara ekonomis. Oleh karena itu desain aliran turbin untuk skema run-of river (skema yang beroperasi tanpa water storage yang cukup) biasanya tidak akan lebih besar dari Q_{mean} [3].

4.2 Potensi Energi

Kapasitas terpasang dan energi listrik yang dihasilkan tiap tahunnya dihitung sebagai berikut [2] :

$$P = \eta_t \cdot \eta_g \cdot g \cdot Q_d \cdot H_n$$

$$E = P \cdot 8760$$

Dimana :

P = Kapasitas (KW)
 η_t = Efisiensi Turbine
 η_g = Efisiensi Generator
 Q_d = Debit perencanaan (m^3/det)
 H_n = Tinggi efektif = $H_g - \Delta H$
 H_g = Tinggi jatuh kotor (m)
 ΔH = Jumlah kehilangan tinggi (m)
 E = Jumlah energi setahun (KWH)

5. Analisis Finansial

Metode analisis ekonomi yang dipakai yaitu dengan menghitung nilai-nilai [4] :

1. Net Present Value (NPV)
2. Internal Rate of Return (IRR)
3. Benefit Cost Ratio (B/C ratio)

Penjelasan ringkas dari metode tersebut adalah :

Net Present Value (NPV)

Komponen *cost* dan komponen *benefit* dihitung *present value* nya berdasarkan *discount rate/interest rate* yang telah ditentukan. Harga *Net Present Value* diperoleh dari pengurangan *Present Value* komponen *benefit* dengan *Present Value* komponen *cost*. Harga *Net Present Value* ini merupakan harga *Present Value* keuntungan atas investasi yang telah ditanamkan. Jika harga *Net Present Value* ini mempunyai harga negatif, ini menunjukkan bahwa pada tingkat *discount rate* yang dipilih, akan lebih menguntungkan untuk menanamkan investasi di bidang/proyek lain daripada untuk pembiayaan proyek yang ditinjau. Bila harga *Net Present Value* ini mempunyai tanda positif, berarti proyek yang ditinjau dapat digolongkan ekonomis dan layak untuk dibangun.

Benefit – Cost Ratio (B/C Ratio)

Perbandingan antara *benefit* dan *cost* yang dihitung dengan membagi harga *present value* komponen *benefit* dengan harga *present value* komponen *cost*. Proyek dikatakan ekonomis dan layak untuk dibangun apabila harga B/C ratio lebih besar dari 1,0 (satu).

Economic Internal Rate of Return (EIRR)

Apabila semua komponen *cost* dan *benefit* sudah diperoleh, kemudian dapat dibuat aliran pembayaran (*cash flow*) dari semua komponen tersebut sesuai dengan umur ekonomis proyek yang diperkirakan. Dari *economic cash flow* ini kemudian dihitung besarnya *economic net benefit* untuk tiap tahun dan yang merupakan dasar dalam perhitungan nilai *EIRR*.

Perhitungan *EIRR* ini dilakukan dengan mencari nilai *discount rate* sehingga nilai *present value benefit* sama dengan nilai *present value cost* atau *net present value* nya sama dengan nol. Bila *discount rate* yang berlaku lebih besar dari nilai *EIRR*, maka proyek tersebut adalah layak untuk dilaksanakan.

6. Lingkungan

Studi lingkungan untuk mengetahui sampai sejauh mana pengaruh yang dapat ditimbulkan dengan dibangunnya PLTA terhadap daerah tersebut dan sekitarnya, harus dilakukan dengan seksama baik pengaruh positif maupun negatif.

HASIL DAN PEMBAHASAN

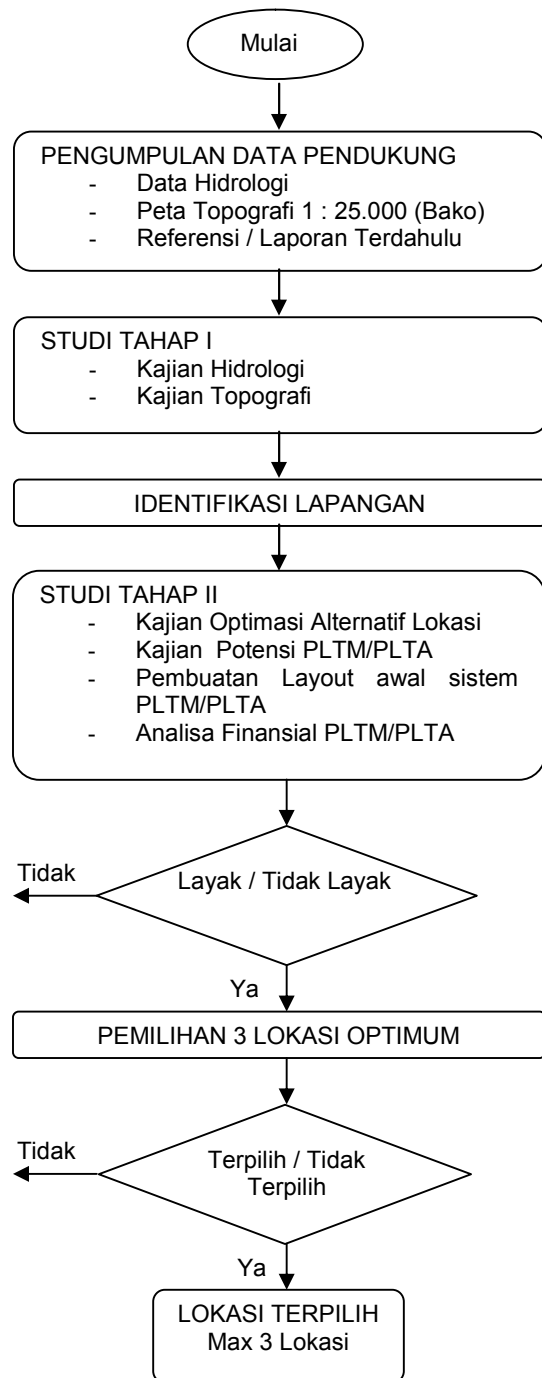
Peralatan penelitian

Peralatan yang digunakan adalah :

1. Alat Ukur Kecepatan Aliran (*Current meter*)
2. GPS
3. Roll meter

Prosedur penelitian

Penelitian ini dilakukan dengan cara analisis data skunder dan primer yang diperoleh langsung secara visual di lapangan. Kegiatan penelitian digambarkan dalam diagram alur berikut ini :



Gambar 2 – Diagram Alur Penelitian

Studi tahap I

Maksud dan tujuan studi tahap I adalah mempelajari data yang ada, terutama peta-peta topografi, data hidrologi dan data

penunjang lainnya, lokasi PLTM/PLTA yang paling mungkin dalam suatu daerah aliran sungai, dapat ditentukan berdasarkan garis ketinggian. Demikian juga menghitung estimasi besarnya kapasitas yang dapat dihasilkan.

Identifikasi lapangan

Maksud dan tujuan Survei identifikasi adalah penyelidikan langsung di lapangan secara visual terhadap semua unsur bagi rencana pembangunan PLTM/PLTA berdasarkan rencana yang telah dibuat pada tahap studi tahap I.

Studi tahap II

Studi tahap II merupakan studi lanjutan dengan berdasarkan kepada data yang telah dipelajari pada studi tahap I ditambah dengan data hasil survei identifikasi lapangan. Dalam studi ini dapat ditentukan lokasi lokasi alternatif mana saja yang bisa dipilih untuk distudi lebih lanjut pada tahap studi kelayakan.

Dari keseluruhan lokasi yang dinyatakan layak secara teknik, ekonomi dan lingkungan akan dipilih 3 lokasi yang paling optimum untuk dilakukan setudi lebih lanjut.

1. Data Perencanaan

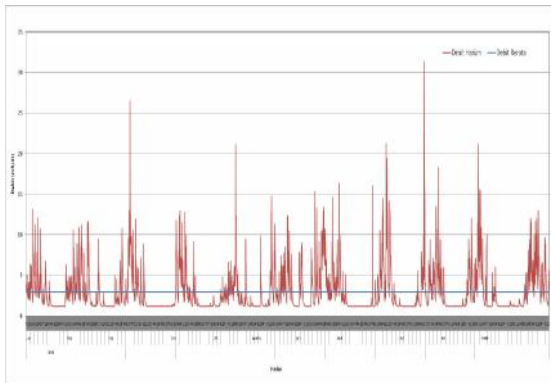
1.1 Debit Air

Data Debit diperoleh dari data skunder yang diperoleh dari dinas pengairan atau pengukuran langsung di lapangan.

Tabel 1 – Pengukuran Debit Sesaat di Lokasi PLTM

| NO | PLTM | Base flow (m3/det) | Q sesaat (m3/det) | Tgl Pengukuran |
|----|---|--------------------|-------------------|----------------|
| 1 | PLTM Gleleng, Kec. Tulakan Kab. Pacitan | 0,75 | 2,50 | 7 Feb 2011 |
| 2 | PLTM Panggul, Kec. Panggul Kab. Trenggalek | 2,88 | 4,80 | 20 Jan 2011 |
| 3 | PLTM Sumbersih, Kec. Panggunrejo Kab. Blitar | 1,40 | 2,34 | 13 Jan 2011 |
| 4 | PLTM Serang, Kec. Panggunrejo Kab. Blitar | 3,20 | 4,00 | 27 Jan 2011 |
| 5 | PLTM Tugurejo II, Kec. Donomulyo Kab. Malang | 0,16 | 0,20 | 12 Jan 2011 |
| 6 | PLTM Srigonco, Kec. Bantur Kab. Malang | 2,64 | 4,40 | 8 Jan 2011 |
| 7 | PLTM Sumberowo, Kec. Pronojiwo Kab. Lumajang | 1,60 | 2,00 | 31 Des 2010 |
| 8 | PLTA Curah Lengkong 1, Kec. Pronojiwo Kab. Lumajang | 1,20 | 1,50 | 31 Des 2010 |
| 9 | PLTA Curah Lengkong 2, Kec. Pronojiwo Kab. Lumajang | 1,04 | 1,30 | 31 Des 2010 |
| 10 | PLTM Gladak Perak, Kec. Pisirian Kab. Lumajang | 1,60 | 2,00 | 31 Des 2010 |

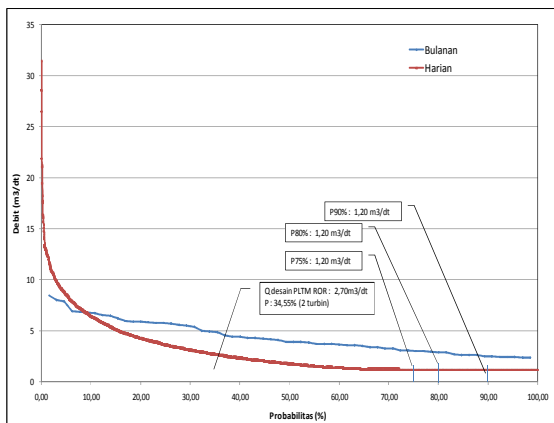
Data debit dengan data harian suatu DAS dapat digambarkan menjadi hidrograf seperti berikut :



Gambar 3 – Hidrograf Debit Simulasi DAS Curah Lengkong 1

Flow Duration Curve

Karakteristik suatu sungai dapat diperhatikan susunan garis massa debit yang waktunya dinyatakan dengan persentase yang digambarkan dalam kurva durasi aliran (*flow duration curve*).



Gambar 4 – Kurva Durasi Debit PLTA Curah Lengkong 1

Dari kurva durasi ini bisa ditentukan Debit desain yang akan digunakan untuk PLTM yang bisa menghasilkan energi paling besar dalam satu tahun.

Tabel 2 – Debit Andalan Beberapa Kala Ulang

| No. | PLTM | P 75% (m³/det) | P 80% (m³/det) | P 90% (m³/det) | P 100% (m³/det) |
|-----|-----------------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|
| 1 | PLTM Gleleng | 0,90 | 0,80 | 0,75 | |
| 2 | PLTM Panggul | 3,12 | 2,96 | 2,88 | |
| 3 | PLTM Sumbersih | 1,40 | 1,40 | 1,40 | 1,40 |
| 4 | PLTM Serang | 3,20 | 3,20 | 3,20 | 3,2 |
| 5 | PLTM Tugurejo II | 0,16 | 0,16 | 0,16 | 0,16 |
| 6 | PLTM Srigonco | 2,65 | 2,64 | 2,64 | |
| 7 | PLTM Sumberrowo | 1,60 | 1,60 | 1,60 | 1,6 |
| 8 | PLTA Curah Lengkong 1 | 1,20 | 1,20 | 1,20 | 1,2 |
| 9 | PLTA Curah Lengkong 2 | 1,04 | 1,04 | 1,04 | 1,04 |
| 10 | PLTM Gladak Perak | 1,60 | 1,60 | 1,60 | 1,60 |
| 11 | PLTA Wangi | 2,10 | 1,83 | 1,70 | |
| 12 | PLTA Lesti-3 | 12,58 | 11,53 | 9,60 | |
| 13 | PLTM Jatimlerek | 37,57 | 32,54 | 27,01 | |
| 14 | PLTM Menturus | 2,35 | 2,21 | 1,86 | |

1.2 Head

Head (> 50m) diambil dari peta skala besar (1 : 25.000), hanya dengan menghitung kontur antara titik-titik inlet dan discharge : jarak antara kontur pada peta dengan skala 1 : 25.000 adalah kurang lebih 12,5 m

Tabel 3 – Head Tiap-tiap Lokasi PLTM

| No | Nama PLTM | Head Brutto (m) | Head Netto (m) |
|----|-------------------|-----------------|----------------|
| 1 | Curah Lengkong I | 183.75 | 165.38 |
| 2 | Curah Lengkong II | 179.07 | 161.16 |
| 3 | Panggul | 57.42 | 51.68 |
| 4 | Sumbersih | 63.74 | 56.46 |
| 5 | Srigonco | 41.50 | 37.35 |
| 6 | Sumberrowo | 193.38 | 174.04 |
| 7 | Gleleng | 25.00 | 22.50 |
| 8 | Lesti-3 | | 23.15 |
| 9 | Jatimlerek | | 5.65 |
| 10 | Menturus | | 5.00 |
| 11 | Wangi | 193.38 | 84.30 |
| 12 | Gladak Perak | 62.50 | 56.25 |
| 13 | Serang | 25.00 | 22.50 |
| 14 | Tugurejo (II) | 50.00 | 45.00 |

1.3 Potensi Energi

1.3.1 Kapasitas Terpasang

Kapasitas terpasang (*installed capacity*) dan energi listrik yang dihasilkan tiap tahunnya dihitung sebagai berikut :

$$P = \eta_t \cdot \eta_g \cdot g \cdot Q_d \cdot H_n$$

$$E = P \cdot 8760$$

Dimana :

- P = Kapasitas (KW)
- η_t = Effisiensi Turbine
- η_g = Effisiensi Generator
- Q_d = Debit perencanaan (m^3/det)
- H_n = Tinggi efektif = $H_g - \Delta H$
- H_g = Tinggi jatuh kotor (m)
- ΔH = Jumlah kehilangan tinggi (m)
- E = Jumlah energi setahun (KWH)

1.3.2 Capacity Factor

$$Capacity\ faktor\ (\%) = \frac{Energi\ yang\ dihasilkan\ dalam\ 1\ tahun\ (kWh\ / tahun)}{Kapasitas\ terpasang\ (kW) \times 8760\ jam\ / tahun}$$

Hasil perhitungan kapasitas terpasang (*installed capacity*), produksi tahunan dan capacity factor untuk tiap-tiap lokasi bisa dilihat dalam Tabel 4.

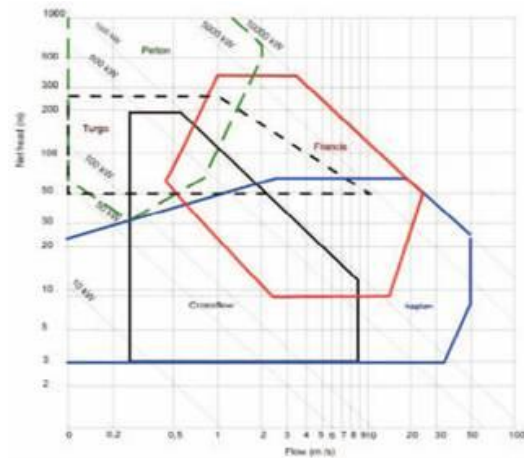
Tabel 4 – Kapasitas Terpasang, Energi Tahunan dan *Capacity Factor*

| No | Nama PLTM (P.) | Daya (MW) | Energi Tahun (GWH) | CF (%) |
|----|---------------------|-----------|--------------------|--------|
| 1 | P. Menturus | 3.90 | 25.682 | 75.06 |
| 2 | P. Jatimlerek | 4.39 | 26.386 | 68.39 |
| 3 | P. Lesti 3 | 5.25 | 27.717 | 60.09 |
| 4 | P. Sumberowo | 3.93 | 24.935 | 72.31 |
| 5 | P. Cur. Lengkong II | 3.84 | 24.425 | 72.35 |
| 6 | P. Panggul | 4.49 | 23.977 | 60.80 |
| 7 | P. Cur. Lengkong I | 3.83 | 21.099 | 62.79 |
| 8 | P. Wangi | 2.00 | 11.191 | 63.65 |
| 9 | P. Sumbersih | 0.82 | 6.034 | 89.96 |
| 10 | P. Srigonco | 1.76 | 10.092 | 65.46 |
| 11 | P. Serang | 0.85 | 4.833 | 64.74 |
| 12 | P. Gleleng | 0.69 | 3.922 | 64.32 |
| 13 | P. Gladak Perak | 1.35 | 7.964 | 67.18 |
| 14 | P. Tugurejo II | 0.06 | 0.368 | 64.71 |

Sumber : Hasil Penghitungan

1.4 Pemilihan Turbin

Grafik pada Gambar 5. dapat membantu pemilihan turbin



Gambar 5 – Grafik Pemilihan Jenis Turbin

Pertama dilakukan adalah menghubungkan garis antara debit air dengan ketinggian yang telah ditetapkan garis berwarna hijau kemudian membuat garis tegak lurus antara kecepatan turbin dengan garis yang berwarna hijau garis yang berwarna biru sehingga akan mendapatkan jenis turbin yang ideal yang harus digunakan. Hasil pemilihan turbin secara lengkap disajikan dalam Tabel 5.

Tabel 5 – Jenis Turbin yang Digunakan

| No | Nama PLTM (P.) | Head (m) | Debit (m^3/s) | Jenis Turbin |
|----|---------------------|----------|-------------------|--------------|
| 1 | P. Menturus | 165.38 | 2.70 | Francis |
| 2 | P. Jatimlerek | 161.16 | 1.20 | Francis |
| 3 | P. Lesti 3 | 51.68 | 10.00 | Francis |
| 4 | P. Sumberowo | 56.46 | 1.40 | Francis |
| 5 | P. Cur. Lengkong II | 37.35 | 7.40 | Francis |
| 6 | P. Panggul | 174.04 | 2.00 | Francis |
| 7 | P. Cur. Lengkong I | 22.50 | 1.69 | Francis |
| 8 | P. Wangi | 23.15 | 38.00 | Kaplan |
| 9 | P. Sumbersih | 5.65 | 50.00 | Kaplan |
| 10 | P. Srigonco | 5.00 | 2.00 | Kaplan |
| 11 | P. Serang | 84.30 | 5.40 | Francis |
| 12 | P. Gleleng | 56.25 | 3.60 | Francis |
| 13 | P. Gladak Perak | 22.50 | 6.40 | Francis |
| 14 | P. Tugurejo II | 45.00 | 0.36 | Kaplan |

Tabel 6 – Analisis Finansial

| No | Nama PLTM | Daya (MW) | Energi Tahunan (GWH) | Tingkat Suku Bunga (%) | BCR | NPV | FIRR (%) | CF (%) |
|----|------------------------|-----------|----------------------|------------------------|------|------------------|----------|--------|
| 1 | PLTM Menturus | 3.90 | 25.682 | 12 | 1.27 | 23,956,003,425 | 15.67 | 75.06 |
| 2 | PLTM Jatimlerek | 4.39 | 26.386 | 12 | 1.24 | 22,374,936,127 | 15.24 | 68.39 |
| 3 | PLTM Lesti 3 | 5.25 | 27.717 | 12 | 1.14 | 14,812,798,142 | 13.82 | 60.09 |
| 4 | PLTM Sumberowo | 3.93 | 24.935 | 12 | 1.16 | 15,200,363,098 | 13.64 | 72.31 |
| 5 | PLTM Curah Lengkong II | 3.84 | 24.425 | 12 | 1.12 | 11,817,942,904 | 13.27 | 72.35 |
| 6 | PLTM Panggul | 4.49 | 23.977 | 12 | 1.10 | 10,042,231,067 | 13.12 | 60.8 |
| 7 | PLTM Curah Lengkong I | 3.83 | 21.099 | 12 | 1.04 | 3,626,203,952 | 12.42 | 62.79 |
| 8 | PLTM Wangi | 2.00 | 11.191 | 12 | 1.01 | 372,125,960 | 12.08 | 63.65 |
| 9 | PLTM Sumbersih | 0.82 | 6.034 | 12 | 0.76 | (8,299,069,883) | 9.32 | 83.96 |
| 10 | PLTM Srigonco | 1.76 | 10.092 | 12 | 0.74 | (15,427,841,818) | 9.15 | 65.46 |
| 11 | PLTM Serang | 0.85 | 4.833 | 12 | 0.52 | (19,611,794,243) | 6.40 | 64.74 |
| 12 | PLTM Gleng | 0.69 | 3.922 | 12 | 0.55 | (19,660,486,965) | 5.69 | 64.32 |
| 13 | PLTM Gladak Perak | 1.35 | 7.964 | 12 | 0.40 | (52,669,821,199) | 4.82 | 67.18 |
| 14 | PLTM Tugurejo II | 0.06 | 0.368 | 12 | 0.08 | (20,102,798,974) | 1.45 | 64.71 |

Sumber : Hasil Perhitungan

Tabel 7 – Lokasi PLTM yang Layak Berdasarkan Analisis Finansial

| No | Nama PLTM | Daya (MW) | Energi Tahunan (GWH) | Tingkat Suku Bunga (%) | BCR | NPV | FIRR (%) | CF (%) |
|----|------------------------|-----------|----------------------|------------------------|------|----------------|----------|--------|
| 1 | PLTM Menturus | 3.90 | 25.682 | 12 | 1.27 | 23,956,003,425 | 15.67 | 75.06 |
| 2 | PLTM Jatimlerek | 4.39 | 26.386 | 12 | 1.24 | 22,374,936,127 | 15.24 | 68.39 |
| 3 | PLTM Lesti 3 | 5.25 | 27.717 | 12 | 1.14 | 14,812,798,142 | 13.82 | 60.09 |
| 4 | PLTM Sumberowo | 3.93 | 24.935 | 12 | 1.16 | 15,200,363,098 | 13.64 | 72.31 |
| 5 | PLTM Curah Lengkong II | 3.84 | 24.425 | 12 | 1.12 | 11,817,942,904 | 13.27 | 72.35 |
| 6 | PLTM Panggul | 4.49 | 23.977 | 12 | 1.10 | 10,042,231,067 | 13.12 | 60.8 |
| 7 | PLTM Curah Lengkong I | 3.83 | 21.099 | 12 | 1.04 | 3,626,203,952 | 12.42 | 62.79 |
| 8 | PLTM Wangi | 2.00 | 11.191 | 12 | 1.01 | 372,125,960 | 12.08 | 63.65 |

Sumber : Hasil Perhitungan

1.5 Analisis Finansial

Metode analisis ekonomi yang dipakai yaitu dengan menghitung nilai-nilai :

1. *Net Present Value (NPV)*
2. *Internal Rate of Return (IRR)*
3. *Benefit Cost Ratio (B/C ratio)*

Proyek dinyatakan layak secara finansial jika :

- 1) *Net Present Value (NPV)* → bernilai positif
- 2) *Internal Rate of Return (IRR)* → > 12%
- 3) *Benefit Cost Ratio (BCR)* → > 1

1.6 Hasil Analisis Kelayakan 14 Lokasi PLTM

Analisis finansial merupakan alat terbaik untuk memilih alternatif lokasi yang optimal dari beberapa rencana lokasi PLTM yang ada.

1.7 Pemilihan 3 Lokasi yang Optimum

Tabel 8 – Tiga Lokasi PLTM yang Optimum Berdasarkan Analisis Finansial

| No | Nama PLTM | Daya (MW) | Energi Tahunan (GWH) | Tingkat Suku Bunga (%) | BCR | NPV | FIRR (%) | CF (%) |
|----|-----------------|-----------|----------------------|------------------------|------|----------------|----------|--------|
| 1 | PLTM Menturus | 3.90 | 25.682 | 12 | 1.27 | 23,956,003,425 | 15.67 | 75.06 |
| 2 | PLTM Jatimlerek | 4.39 | 26.386 | 12 | 1.24 | 22,374,936,127 | 15.24 | 68.39 |
| 3 | PLTM Lesti 3 | 5.25 | 27.717 | 12 | 1.14 | 14,812,798,142 | 13.82 | 60.09 |

Sumber : Hasil Perhitungan

KESIMPULAN DAN SARAN

Kesimpulan

1. Potensi yang dapat dibangkitkan dari 14 lokasi daerah studi bisa dilihat pada **Tabel. 4**
2. Kondisi kelayakan tiap-tiap lokasi PLTM tersebut ditinjau dari aspek teknik, ekonomi dan sosial dapat dilihat pada **Tabel. 7**, sedangkan ditinjau dari aspek lingkungan, semua lokasi dinyatakan layak karena tidak berada di kawasan cagar alam atau cagar budaya dan tidak menimbulkan dampak terhadap kehidupan sosial masyarakat sekitar.
3. 3 lokasi yang paling optimum ditinjau dari aspek Teknik, Ekonomi dan Lingkungan adalah :
 - (1) PLTM Menturus
 - (2) PLTM Jatimlerek
 - (3) PLTM Lesti-3

Saran

Diharapkan masyarakat lebih peduli terhadap lingkungan terutama memelihara hutan, sehingga daerah tangkapan hujan dan sumber-sumber air akan terjaga dan terlindungi.

Hutan mempunyai fungsi sangat penting sebagai penyangga sumber air. Jika hutan tidak konsekuen dijaga, ini akan menjadi masalah besar di kemudian hari dan pasokan air untuk PLTM pasti akan berkurang.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Integrated Microhydro Development and Application Program (IMIDAP), 2009 : Buku Pedoman Studi Kelayakan Hidrologi Pembangunan PLTM.
- [2] Fritz Dietzel, 1980. Turbinen, Pumpen und Verdichter. Sriyono, D (penterjemah) : Turbin, Pompa dan Kompresor.
- [3] BILA, 2005. British Hydropower Association : A Guide To UK Mini-Hydro Developments, 2005.
- [4] Adhi Suryanto, 2001 : Ekonomi Teknik Proyek Sumberdaya Air.