

# ANALISA PERENCANAAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA MINI HIDRO DI SUNGAI LOGAWA KECATAMAN KEDUNGBANTENG KABUPATEN BANYUMAS

Wisnu Wijaya<sup>\*)</sup>, Joko Windarto, and Karnoto

Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro  
Jl. Prof. Sudharto, Tembalang, Semarang 50275

<sup>\*)</sup>E-mail : wisnu31081986@yahoo.co.id

## Abstrak

Pertumbuhan pembangkit listrik semakin meningkat seiring dengan bertambahnya permintaan energi listrik. Sumber energi yang digunakan untuk membangkitkan listrik hingga saat ini masih didominasi oleh bahan bakar fosil. Bahan bakar fosil merupakan sumber energi yang tidak dapat diperbaharui dan tidak ramah lingkungan. Mini Hidro merupakan sumber energi terbarukan dan ramah lingkungan yang memiliki potensi untuk menggantikan bahan bakar fosil. Pada penelitian ini dibuat analisa studi kelayakan perencanaan pembangkit listrik tenaga mini hidro yang berlokasi di Kab.Banyumas. Analisa didasarkan pada banyaknya debit air andalan yang terdapat di sungai Logawa Kec.Kedungbanteng. Parameter yang digunakan untuk analisa kelayakan adalah Benefit Cost Ratio (BCR), Internal Rate of Return (IRR), Net Present Value (NPV), Pay Back Period (PBP), Break Event Point (BEP). Hasil penelitian menunjukkan bahwa debit air sungai Logawa mampu membangkitkan daya minimal sebesar 646 kW. Energi listrik yang dapat dijual ke PT.PLN (Persero) sebesar 592 kWh. Berdasarkan hasil perhitungan diperoleh biaya investasi yang dibutuhkan untuk merealisasikan pembangkit listrik tenaga mini hidro di sungai Logawa sebesar Rp. 14.943.992.745,-. Net Present Value (NPV) = Rp. 3.676.676.096,-, Pay Back Period (PBP) = 3,86 tahun, Break Event Point (BEP) = 7,6 tahun, Benefit Cost Ratio (BCR) = 1,12, dan Internal Rate of Return (IRR) = 13,55%. Hal ini berarti pembangkit listrik tenaga mini hidro layak untuk direalisasikan.

*Kata Kunci: Analisa Studi Kelayakan, Energi Terbarukan, Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro*

## Abstract

The growth of power plant increased in line with electrical energy demand. Energy sources which were used to generate electricity were still dominated by fossil fuels. Fossil fuels were energy sources that were not renewable and environmentally friendly. In other hand, Mini Hydro was a renewable energy source and environmentally friendly that had the potential to replace fossil fuels. In this final report, it was made the feasibility study analysis of planning a mini hydro power plant located in Banyumas Regency. The analysis was based on the amount of water discharge in the Logawa River Kedungbanteng Sub-District. The parameters were used to measure the feasibility analysis were Benefit Cost Ratio (BCR), Internal Rate of Return (IRR), Net Present Value (NPV), Pay Back Period (PBP), Break Event Point (BEP). The results of the research showed that water discharge in the Logawa River was able to generate a minimum energy of 647 kW. The electrical energy which could be sold to PT PLN (Persero) was 592 kWh. Based on the calculations, the cost of the investment required for the realization of a mini hydro power plant on the Logawa River was Rp. 15.729.881.145, -. Net Present Value (NPV) = Rp. 3.022.248.273, -, Pay Back Period (PBP) = 4,01 years, Break Event Point (BEP) = 7.18 years, Benefit Cost Ratio (BCR) = 1.10, and the Internal Rate of Return (IRR) = 13.12%. It meant that the mini-hydro power plant deserved to be realized.

*Key Words: Feasibility Study Analysis, Renewable Resources, Mini Hydro Power Plant*

## 1 Pendahuluan

### 1.1 Latar Belakang

Pertumbuhan pembangkit listrik meningkat seiring dengan bertambahnya permintaan energi listrik. Saat ini upaya pembangkitan listrik sebagian besar masih menggunakan

bahan bakar fosil yang tidak dapat diperbaharui dan tidak ramah lingkungan. Padahal potensi sumber energi terbarukan (*renewable energy*) yang tersedia sangat melimpah namun hingga kini belum tergarap secara optimal.

Salah satu sumber energi terbarukan (*renewable energy*) tersebut adalah mini hidro. Mini hidro adalah istilah yang digunakan untuk instalasi pembangkit listrik yang menggunakan energi air. Kondisi air yang bisa dimanfaatkan sebagai sumber daya (*resources*) penghasil listrik adalah memiliki kapasitas aliran dan ketinggian tertentu dari instalasi. Semakin besar kapasitas aliran maupun ketinggiannya dari instalasi maka semakin besar energi yang biasa dimanfaatkan untuk menghasilkan energi listrik.

Penerapan teknologi pengolahan mini hidro menjadi sumber energi terbarukan (*renewable energy*) membutuhkan perencanaan yang matang. Perlu dilakukan kajian untuk menentukan layak atau tidaknya merealisasikan sebuah pembangkit listrik tenaga mini hidro berdasarkan potensi sungai yang tersedia.

## 1.2 Tujuan

Tujuan penelitian ini adalah :

1. Menghitung daya minimum yang bisa dihasilkan oleh PLTMH sungai Logawa.
2. Pradesain mekanikal elektrik PLTMH potensi sungai Logawa di Kabupaten Banyumas.
3. Mengetahui potensi energi listrik yang dapat dijual (daya terserap) ke PT.PLN (Persero).
4. Mengetahui nilai investasi yang dibutuhkan untuk merealisasikan pembangkit listrik tenaga mini hidro di Kabupaten Banyumas.
5. Mengkaji kelayakan pembangkit listrik tenaga mini hidro di Kabupaten Banyumas.

## 1.3 Pembatasan Masalah

Dalam penelitian ini penulis membatasi permasalahan sebagai berikut :

1. Menghitung daya minimum yang dapat dibangkitkan dari aliran sungai Logawa dengan menggunakan turbin *crossflow*.
2. Analisa energi listrik PLTMH (daya terserap) menggunakan ETAP 7.0(*power flow*).
3. Dalam analisa techno ekonomi dilakukan perhitungan *Net Present Value* (NPV), *Pay Back Period* (PBP), *Break Event Point* (BEP), *Benefit Cost Ratio* (BCR) dan *Internal Rate of Return* (IRR).

4. Analisa techno ekonomi pembangkit listrik tenaga mini hidro ditinjau dari sudut pandang kelistrikan, yaitu : perkiraan energi yang dijual dan biaya investasi pembangkit listrik.

## 2 Landasan Teori

### 2.1 Umum

#### 2.1.1 Pengertian Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro

Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro (PLTMH) adalah suatu instalasi pembangkit listrik tenaga air dengan kapasitas pembangkitan rendah. Pada prakteknya dengan kapasitas 5 sampai dengan 100 kW. Beberapa klarifikasi lainnya secara umum mendefinisikan mikro untuk daya kurang dari 100 kW dan mini untuk daya antara 100 kW sampai dengan 5000 kW<sup>[1][2][4]</sup>.

Umumnya PLTMH adalah pembangkit listrik tenaga air jenis *run-off* di mana head diperoleh tidak dengan cara membangun bendungan besar, tetapi dengan mengalihkan sebagian aliran air sungai ke salah satu sisi sungai dan menjatuhkannya lagi ke sungai yang sama pada suatu tempat di mana yang diperlukan sudah diperoleh. Dengan melalui pipa pesat air diterjunkan untuk memutar turbin yang berada di dalam rumah pembangkit

Pembangkit listrik Tenaga Mini Hidro pada prinsipnya memanfaatkan beda ketinggian dan jumlah debit air per detik yang ada pada aliran air saluran irigasi, sungai atau air terjun. Aliran air ini akan memutar poros turbin sehingga menghasilkan energi mekanik. Energi ini selanjutnya menggerakkan generator dan menghasilkan listrik. Skema prinsip kerja PLTMH terlihat pada gambar di bawah ini:



Gambar 1 skema prinsip kerja PLTMH

#### 2.1.2 Komponen Utama

Seperti didalam skema prinsip kerja PLTMH, komponen-komponen utama pada PLTMH yaitu

- Dam atau Weir
- Intake
- Waterways
- Sandtrap
- Forebay
- Penstok
- Power House (turbin, generator, switchboard dan transformator)
- Tailrace

### 2.1.3 Penstock

Penstock adalah sebuah pipa yang mengalirkan air bertekanan dari bak penampung (*forebay*) ke turbin.

Untuk menentukan ketebalan batang pipa menggunakan persamaan:

$$t = \frac{P \cdot R}{2S \cdot \eta - 0,9P} + 0,5 \dots\dots\dots(1)$$

Dan untuk jarak minimum batang pipa dengan permukaan air menggunakan persamaan :

$$\frac{s}{D} = \frac{V}{\sqrt{g \cdot D}} \dots\dots\dots(2)$$

Dimana

$$V = \frac{Q}{\pi \cdot r^2} \dots\dots\dots(3)$$

## 2.2 Turbin

### 2.2.1 Jenis-jenis turbin

Dalam tenaga air terdapat beberapa jenis turbin air yang dapat digunakan yaitu turbin reaksi dan turbin impuls. Yang tergolong turbin reaksi adalah turbin *francis* dan turbin *propeller*, sedangkan turbin impuls adalah turbin *pelton*, turbin *crossflow*

### 2.2.2 Turbin Crossflow

Untuk mencari panjang dan diameter turbin crossflow maka menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$LD = 210,6 \cdot \frac{Q}{H^{1/2}} \dots\dots\dots(4)$$

Sehingga panjang turbin menjadi :

$$L = 210,6 \cdot \frac{Q}{D \cdot H^{1/2}} \dots\dots\dots(5)$$

Dimana untuk Q dan H mengalami pengkonversian meter menjadi feet terlebih dahulu. Untuk kecepatan putaran turbin menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$N = \left( \frac{862}{D} \right) \cdot H^{1/2} \dots\dots\dots(6)$$

Untuk jarak antar sudu menggunakan persamaan :

$$t = \frac{S}{\sin \beta} \dots\dots\dots(7)$$

dimana  $\sin \beta = 0,5$  dan  $S = k \cdot D$  dimana  $k = 0,087$ .

Jumlah sudu dapat diketahui jika jarak sudu sudah diketahui, persamaan jumlah sudu adalah :

$$n = \pi \cdot \frac{D}{t} \dots\dots\dots(8)$$

## 2.3 Generator

Untuk menentukan besarnya daya generator menggunakan persamaan :

$$P = \eta \cdot 9,81 \cdot Q \cdot H \dots\dots\dots(9)$$

Sedangkan untuk arus pada generator sinkron menggunakan persamaan :

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_{LL} \cdot \cos \phi} \dots\dots\dots(10)$$

Untuk menentukan kecepatan putaran generator menggunakan persamaan :

$$n = \frac{P \cdot f}{120} \dots\dots\dots(11)$$

## 2.4 Setting Proteksi OCR dan GFR

Setting waktu proteksi OCR dan GFR menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$t = TMS (Td) \times \frac{k}{(I/I_s)^\alpha - 1} + C \dots\dots\dots(12)$$

dimana untuk standart inverse nilai  $k = 0,14$ , nilai  $\alpha = 0,02$ , nilai  $c = 0$ .

## 2.5 Evaluasi Proyek

Beberapa parameter yang digunakan untuk mengukur kelayakan usaha / proyek yaitu *Net Present Value* (NPV), *Pay Back Periode* (PBP), *Break Event Point* (BEP), *Benefit Cost Ratio* (BCR) dan *Internal Rate of Return* (IRR).

### 2.5.1 Net Present Value (NPV)

adalah selisih harga sekarang dari aliran kas bersih (*Net Cash Flow*) di masa datang dengan harga sekarang dari investasi awal pada tingkat bunga tertentu. Untuk menghitung NPV dapat menggunakan persamaan berikut :

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{NB_i}{(1+i)^n} = \sum_{i=1}^n \bar{B}_i - \bar{C}_i \dots\dots\dots(13)$$

dimana :

- NPV = *Net Present Value* (Rp)
- NB = *Net Benefit = Benefit – Cost*
- B<sub>i</sub> = *Benefit* yang telah didiskon
- C<sub>i</sub> = *Cost* yang telah didiskon
- n = tahun ke-
- i = diskon faktor (%)

### 2.5.2 Pay Back Periode (PBP)

PBP adalah jangka waktu tertentu yang menunjukkan terjadinya arus penerimaan (*cash in flows*) yang secara kumulatif sama dengan jumlah investasi dalam bentuk *present value*. Untuk menghitung besar PBP dapat menggunakan persamaan berikut :

$$PBP = T_{p-1} + \frac{\sum_{i=1}^n I_i - \sum_{i=1}^n B_{icp-1}}{B_p} \dots\dots\dots(14)$$

dimana:

- PBP = *Pay Back Periode*
- T<sub>p-1</sub> = Tahun sebelum terdapat PBP
- I<sub>i</sub> = Jumlah investasi yang telah didiskon
- B<sub>icp-1</sub> = Jumlah *benefit* yang telah didiskon sebelum PBP
- B<sub>p</sub> = Jumlah *benefit* pada PBP

### 2.5.3 Break Event Point (BEP)

BEP adalah keadaan atau titik dimana kumulatif pengeluaran (*Total Cost*) sama dengan kumulatif pendapatan (*Total Revenue*) atau laba sama dengan nol (0), dapat dijelaskan dengan :

1. *Total Revenue = Total Cost*
2. *Total Revenue - Total Cost = 0*

### 2.5.4 Benefit Cost Ratio (BCR)

adalah rasio antara manfaat bersih yang bernilai positif (*benefit / keuntungan*) dengan manfaat bersih yang bernilai negatif (*cost / biaya*). Suatu proyek dapat dikatakan layak bila diperoleh nilai BCR > 1 dan dikatakan tidak layak bila diperoleh nilai BCR < 1. Untuk menghitung BCR dapat menggunakan persamaan di bawah ini :

$$BCR = \frac{\sum_{k=0}^N B_k}{\sum_{k=0}^N C_k} \dots\dots\dots(15)$$

dimana :

- BCR = *Benefit Cost Ratio*
- B<sub>k</sub> = *keuntungan (benefit)* pada tahun k (Rp)
- C<sub>k</sub> = *biaya (cost)* pada tahun k (Rp)
- N = periode proyek (tahun)
- k = tahun ke-

### 2.5.5 Internal Rate of Return (IRR)

*Internal Rate of Return ( IRR)* adalah besarnya tingkat keuntungan yang digunakan untuk melunasi jumlah uang yang dipinjam agar tercapai keseimbangan ke arah nol dengan pertimbangan keuntungan. IRR ditunjukkan dalam bentuk % / periode dan biasanya bernilai positif (I > 0). Untuk menghitung IRR dapat menggunakan persamaan di bawah ini :

$$IRR = i_1 + \left( \frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \right) \times (i_2 - i_1) \dots\dots\dots(16)$$

dimana :

- IRR = *Internal Rate of Return* (%)
- NPV<sub>1</sub> = *Net Present Value* dengan tingkat bunga rendah (Rp)
- NPV<sub>2</sub> = *Net Present Value* dengan tingkat bunga tinggi (Rp)
- i<sub>1</sub> = tingkat bunga pertama (%)
- i<sub>2</sub> = tingkat bunga kedua (%)

## 3 Perancangan

### 3.1 Deskripsi Lokasi Penelitian

Rencana PLTMH Logawa terletak pada 7°02'553" sampai 7°21'049" Lintang Selatan dan 109°11' Bujur Timur, diwilayah Kab.Banyumas Kec.Kedungbanteng.



Gambar 2 Peta Jawa Tengah



Gambar 3 Peta PLTMH Logawa

### 3.2 Pengambilan Data

#### 3.2.1 Data Debit air

Data debit air tahunan diperoleh dari pengukuran sungai Logawa secara langsung dan diperoleh data rata-rata debit



$$R = 432 \text{ cm}$$

Ketebalan dinding batang pipa adalah :

$$t = \frac{P \cdot R}{2S \cdot \eta - 0,9P} + 0,5$$

$$= \frac{21,12 \times 432}{2 \cdot 1020 \cdot 0,85 - 0,9 \cdot 21,12} + 0,5$$

$$= 5,83 \text{ cm}$$

Jarak minimum batang pipa dari permukaan penampung air :

$$V = \frac{Q}{\pi \cdot R^2} = \frac{1}{3,14 \cdot (0,432)^2} = 1,70 \text{ m/det}$$

$$\frac{V}{\sqrt{g \cdot d}} = \frac{1,70}{\sqrt{9,8 \cdot 0,75}} = 0,73 \text{ m}$$

$$\frac{S}{d} = 0,73 \text{ m}$$

## 4.2 Turbin

Dengan menggunakan turbin impuls aliran radial yaitu turbin Crossflow. Dengan  $Q = 1 \text{ m}^3/\text{det}$  dan  $H_n = 82,43 \text{ m}$ , maka:

- lebar dan diameter turbin:  
 $H_n = 82,43 \text{ m} = 270,37 \text{ ft}$   
 $Q = 1 \text{ m}^3 / \text{det} = 35,3 \text{ ft}^3 / \text{det}$

Sehingga :

$$LD_1 = (210,6)(35,3) / (270,37)^{1/2}$$

$$= 452,15$$

Dimana  $L = 22,96''$  dan  $D = 19,70''$

- Putaran turbin  
 $N = (862 / D_1) H^{1/2}$   
 $= (862 / 19,70)(270,37)^{1/2}$   
 $= 719,44 \approx 720 \text{ rpm}$
- Jarak antar sudu  
 $S = k \cdot D = 0,087 \cdot 19,70$   
 $= 1,71 \text{ inch} \approx 4,34 \text{ cm}$

Maka

$$t = S_1 / \sin \beta_1 = 1,71 / 0,5$$

$$= 3,42 \text{ inch} \approx 8,65 \text{ cm}$$

- Jumlah sudu  
 $n = \pi \cdot D_1 / t$   
 $= 3,14 \cdot 19,70 / 3,42$   
 $\approx 18 \text{ buah}$

## 4.2 Generator

Pada perencanaan PLTMH potensi sungai Logawa ini digunakan generator dengan kapasitas daya yang dapat dihasilkan berdasarkan debit dan tinggi bersih sungai, efisiensi turbin 0,9 dan efisiensi generator di asumsikan 0,8 maka :

$$P = \eta \cdot 9,81 \cdot Q \cdot H$$

$$= 0,85 \cdot 9,81 \cdot 1 \cdot 82,43$$

$$= 687 \text{ kW}$$

Arus generator sinkron jika tegangan keluran dari generator 400 volt dengan  $\cos \phi = 0,9$  :

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_{LL} \cdot \cos \phi} = \frac{687000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,9} = 1101 \text{ A}$$

Kecepatan putar generator 1500 rpm mengikuti sistem yang ada, sedangkan putaran turbin 720 rpm sehingga membutuhkan gearbox dengan ratio :

$$\text{gearing ratio} = \frac{1500}{720} = 2,09$$

## 4.3 Transformator

Pada perencanaan PLTMH potensi sungai Logawa ini digunakan transformator step-up 400 V/ 20 kV. Kapasitas transformator ditentukan dengan melihat kapasitas generator sesuai dengan daftar produksi kapasitas transformator pabrikan. Di pilih kapasitas transformator 630 kVA.

## 4.4 Analisa Simulasi Etap 7.0

Didalam simulasi software *Etap 7.0* dapat di lihat dengan memulai dari gardu induk Kalibakal *feeder* 10, dimana sesuai dengan data yang di peroleh dari PT. PLN APD Jateng dan DIY bahwa rating beban berada pada nilai 190 A sampai 307 A. Sedangkan kondisi dari PLTMH potensi sungai Logawa mampu menghasilkan daya sebesar 687 kW, dengan asumsi jika daya rating 100 % dengan nilai tegangan 20 kV, maka PLTMH potensi sungai Logawa menghasilkan : bahwa daya yang dihasilkan oleh pembangkit tersebut terserap 86,2 %

Tabel 4 hasil simulasi Etap 7.0 PLTMH Logawa

Titik	Parameter	KONDISI	
		Sebelum	Sesudah
Feeder KBL 10	Arus (A)	270,5	249,9
	Daya semu (kVAR)	5017	4688
	Daya aktif (kW)	7758	7163
	Tegangan (kV)	19,721	19,776
	Sisi Kanan (kV)	19,721	19,776
	Sisi Kiri (kV)	20	19,18
PLTMH Logawa	Arus (A)	0	19,7
	Daya semu (kVAR)	0	337
	Daya aktif (kW)	0	592
	Tegangan (kV)	20	19,18

#### 4.4 Setting Waktu Proteksi OCR dan GFR

- **OCR Sisi 400 V**

Arus nominal sisi 0,4 kV : 984 Ampere (running Etap), besar arus gangguan 3 fasa ke tanah sebesar 12.18 kA dan ratio CT : 1200/5 Ampere.

##### 1. Setting relai arus lebih(OCR)

$$\begin{aligned} \text{Arus set sisi primer trafo} &= 1,2 \times \text{ arus nominal trafo} \\ &= 1,2 \times 984 \\ &= 1181 \text{ Ampere} \end{aligned}$$

Dipilih 1200 Ampere

$$\begin{aligned} \text{Arus set sisi sekunder} &= 1200 \times \frac{1}{\text{rasioCT}} \\ &= 1200 \times \frac{1}{1200/5} \\ &= 5 \text{ Ampere} \end{aligned}$$

$$\text{Tap relai} = 5 \text{ A} / \text{In relai} = 0,98$$

##### 2. Setting waktu rele OCR

Sesuai kaidah aturan yang diterapkan di lingkungan PT. PLN (persero) P3B Jawa Bali untuk waktu kerja rele OCR sisi primer 0,4 kV sebesar 1,3 detik sehingga penerapan setting waktunya sebagai berikut:

$$\begin{aligned} t &= TMS(Td) \times \frac{k}{(I/I_s)^\alpha - 1} + C \\ 1,3 &= TMS(Td) \times \frac{0,14}{(12180/1200)^{0,02} - 1} + 0 \\ 1,3 &= TMS(Td) \times 2,978 \\ TMS(Td) &= \frac{1,3}{2,978} \\ &= 0,43 \end{aligned}$$

- **OCR Sisi 20 KV**

Arus nominal trafo = 20 Ampere, besar arus gangguan 3 fasa ke tanah sebesar 1,7 kA dan ratio CT : 100/5 Ampere.

##### 1. Setting relai arus lebih(OCR)

$$\begin{aligned} \text{Arus set sisi primer} &= 1,2 \times \text{ arus nominal trafo} \\ &= 1,2 \times 20 \\ &= 24 \text{ Ampere} \end{aligned}$$

Dipilih 25 Ampere

$$\begin{aligned} \text{Arus setting sisi sekunder} &= 25 \times \frac{1}{\text{rasioCT}} \\ &= 25 \times \frac{1}{100/5} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} &= 1,25 \text{ Ampere} \\ \text{Tap relai} &= 1 \text{ A} / \text{In relai} = 0,4 \end{aligned}$$

#### 2. Setting waktu rele OCR

Sesuai kaidah aturan yang diterapkan di lingkungan PT. PLN (persero) P3B Jawa Bali untuk waktu kerja rele OCR sisi 20 kV sebesar 0,9 detik sehingga penerapan setting waktunya sebagai berikut:

$$\begin{aligned} t &= TMS(Td) \times \frac{k}{(I/I_s)^\alpha - 1} + C \\ 0,9 &= TMS(Td) \times \frac{0,14}{(1700/100)^{0,02} - 1} + 0 \\ 0,9 &= TMS(Td) \times 2,413 \\ TMS(Td) &= \frac{0,9}{2,413} \\ &= 0,37 \end{aligned}$$

- **GFR Sisi 400 V**

##### 1. Setting relai gangguan tanah (GFR)

$$\begin{aligned} \text{Arus setting sisi primer} &= 0,2 \times \text{ arus nominal} \\ &= 0,2 \times 984 \\ &= 197 \text{ Ampere} \end{aligned}$$

Dipilih 200 Ampere

$$\begin{aligned} \text{Arus setting sisi sekunder} &= 200 \times \frac{1}{\text{rasioCT}} \\ &= 200 \times \frac{1}{1200/5} \\ &= 0,83 \text{ Ampere} \end{aligned}$$

$$\text{Tap relai} = 0,83 \text{ A} / \text{In relai} = 0,16$$

##### 2. Setting waktu rele GFR

Sesuai kaidah aturan yang diterapkan di lingkungan PT. PLN (persero) P3B Jawa Bali untuk waktu kerja rele GFR sisi 0,4 kV sebesar 1,3 detik sehingga penerapan setting waktunya sebagai berikut:

$$\begin{aligned} t &= TMS(Td) \times \frac{k}{(I/I_s)^\alpha - 1} + C \\ 1,3 &= TMS(Td) \times \frac{0,14}{(984/200)^{0,02} - 1} + 0 \\ 1,3 &= TMS(Td) \times 4,375 \\ TMS(Td) &= \frac{1,3}{4,375} = 0,29 \end{aligned}$$

- **GFR Sisi 20 KV**

1. Setting relai gangguan tanah (GFR)

$$\begin{aligned} \text{Arus setting sisi primer} &= 0,2 \times \text{ arus nominal trafo} \\ &= 0,2 \times 20 \\ &= 4 \text{ Ampere} \end{aligned}$$

Dipilih 5 Ampere

$$\begin{aligned} \text{Arus setting sisi sekunder} &= 5 \times \frac{1}{\text{rasioCT}} \\ &= 5 \times \frac{1}{100/5} \\ &= 4 \text{ Ampere} \end{aligned}$$

Tap relai = 4 A / In relai = 0,24

2. Setting waktu rele GFR

Sesuai kaidah aturan yang diterapkan di lingkungan PT. PLN (persero) P3B Jawa Bali untuk waktu kerja rele GFR sisi 20 kV sebesar 0,9 detik sehingga penerapan setting waktunya sebagai berikut:

$$\begin{aligned} t &= TMS (Td) \times \frac{k}{(I/I_s)^\alpha - 1} + C \\ 0,9 &= TMS (Td) \times \frac{0,14}{(20/5)^{0,02} - 1} + 0 \\ 0,9 &= TMS(Td) \times 5 \\ TMS(Td) &= \frac{0,9}{5} \\ &= 0,18 \end{aligned}$$

4.6 Evaluasi Proyek

4.6.1 Biaya Investasi

Biaya investasi ini meliputi : biaya pradesain, pekerjaan bangunan sipil, pemasangan peralatan, kebutuhan jaringan distribusi.

Tabel 5 biaya pradesain

No.	Nama Pekerjaan	Harga (Rp)
1.	Biaya pradesain	
	• Pekerjaan gambar desain	Rp30.000.000,00
	• Survei	Rp30.000.000,00
	• Pengukuran-pengukuran	Rp50.000.000,00
	• Perhitungan volume pekerjaan sesuai spesifikasi yang di tetapkan	Rp100.000.000,00
<b>JUMLAH</b>		<b>Rp210.000.000,00</b>

Tabel 6 biaya pekerjaan sipil

No	Nama Pekerjaan	Harga (Rp)
1	Persiapan tanah	Rp 7.000.000.000,00
2	Pembuatan dam/weir	Rp 300.000.000,00

3	Pembuatan intake	Rp 215.000.000,00
4	Pembuatan head race	Rp 324.000.000,00
5	Pembuatan sand trap	Rp 275.000.000,00
6	Pembuatan forebay	Rp 275.000.000,00
7	Pembuatan penstock	Rp 290.000.000,00
8	Bangunan lingkungan	Rp 260.000.000,00
9	Gedung sentral	Rp 400.000.000,00
10	Pondasi turbin – generator set	Rp 255.000.000,00
11	Pembuatan tailrace	Rp 270.000.000,00
<b>Jumlah</b>		<b>Rp 9.864.000.000,00</b>

Tabel 7 pemasangan peralatan

+				
No	Peralatan	V	Harga Satuan	Total
1	Turbin,Generator dan switchboard ( set )	1	Rp2.255.866.000	Rp2.255.866.000
2	Pengadaan & Pemasangan Turbin,Generator dan Switchoard di site PLTM	1	Rp26.400.000	Rp 26.400.000
<b>JUMLAH</b>				<b>Rp2.282.266.000</b>
TRANSFORMATOR				
No	Peralatan	V	Harga Satuan	Total
1	Transformator 630 kVA set	1	Rp89.700.000	Rp89.700.000
2	Pengadaan Transformator di site PLTM	1	Rp1.250.000	Rp1.250.000
3	Pemasangan Transformator di site PLTM	1	Rp2.500.000	Rp2.500.000
<b>JUMLAH</b>				<b>Rp93.450.000</b>

Tabel 8 biaya jaringan distribusi

NO I	JTM 3 PHASA	V	HARGA SATUAN (Rp)	JUMLAH HARGA (Rp)
1	tiang Beton C 11 350 E	142	Rp4.600.000	Rp653.200.000
2	1 - 2	27	Rp235.000	Rp6.345.000
3	1 - 3	27	Rp178.000	Rp4.806.000
4	2C 1	114	Rp881.950	Rp100.542.300
5	2C 2	27	Rp 868.450	Rp 23.448.150
6	2C 7	2	Rp2.036.750	Rp4.073.500
7	2M 2 - 11	3	Rp 68.000	Rp204.000
8	2M 2 - 12	5	Rp 75.000	Rp375.000
9	2M 2 - 12 A	3	Rp 92.000	Rp276.000
10	.BS	1	Rp25.000.000	Rp25.000.000
11	ighting arrester /P-5	6	Rp2.200.000	Rp13.200.000
12	lectric fuse outout SP	6	Rp1.687.000	Rp10.122.000
13	.WH meter 3 phase	2	Rp7.150.000	Rp14.300.000
14	.VARH meter 3 phase	2	Rp2.395.000	Rp4.790.000

15	/T TM	3	Rp36.850.000	Rp110.550.000
16	CT TM	3	Rp15.015.000	Rp45.045.000
			<b>Jumlah</b>	<b>Rp1.006.731.950</b>
<b>II PENGURUSA N</b>				
1	Jasa Pengurusan	1	Rp25.000.000	Rp25.000.000
2	Jasa Pemasangan	1	Rp100.000.000	Rp100.000.000
3	Dokumentasi & Persiapan	1	Rp2.000.000	Rp 2.000.000
4	Transportasi	1	Rp2.000.000	Rp 2.000.000
			<b>Jumlah</b>	<b>Rp129.000.000</b>
			<b>JUMLAH</b>	<b>Rp1.135.731.950</b>

Tabel 9 biaya investasi keseluruhan

No	Item Pekerjaan	Total
1	Pradesain	Rp 210.000.000,00
2	Pekerjaan Bangunan Sipil	Rp 9.864.000.000,00
3	Pemasangan Peralatan	Rp 2.375.716.000,00
4	Pekerjaan Jaringan JTM	Rp 1.135.731.950,00
<b>Jumlah</b>		<b>Rp 13.585.447.950,00</b>
<b>PPN 10 %</b>		<b>Rp 1.358.544.795,00</b>
<b>Jumlah + PPN</b>		<b>Rp 14.943.992.745,00</b>

#### 4.6.2 Penerimaan

Untuk perhitungan besarnya penerimaan diasumsikan penyaluran tenaga listrik adalah 592 kW dari daya terpasang maka besar penerimaan pada awal tahun adalah :

$$\begin{aligned} \text{Penerimaan} &= \text{Rp. } 656 \cdot 592 \text{ kW} \cdot 0,95 \cdot 8760 \\ &= \text{Rp. } 3.321.865.344/\text{th} \end{aligned}$$

#### 4.6.3 Pengeluaran

Tabel 10 Biaya operasional & pemeliharaan

Uraian	Harga (Rp)
Biaya operasional	18.000.000
Gaji operator	24.000.000
Lain-lain	12.000.000
<b>Total</b>	<b>54.000.000</b>

#### 4.6.4 Depresiasi

Jika umur ekonomis Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro ditaksir sekitar 10 tahun. Diperkirakan pada akhir tahun ke-10, nilai residu dari peralatan dan bangunan tersebut masih tersisa sekitar 10 % dari harga perolehannya.

a. Residu

$$\begin{aligned} \text{Investasi awal} &= \text{Rp. } 14.943.992.745 \\ \text{Nilai residu} &= 10 \% \cdot \text{Rp. } 14.943.992.745 \end{aligned}$$

$$= \text{Rp. } 1.494.399.274$$

b. Penyusutan

$$\begin{aligned} \text{Penyusutan} &= \frac{\text{investasi} - \text{residu}}{10} \\ &= \frac{\text{Rp. } 14.943.992.745 - \text{Rp. } 1.494.399.274}{10} \\ &= \text{Rp. } 1.344.959.347/\text{th} \end{aligned}$$

Penyusunan proforma *cashflow* menggunakan asumsi dasar sebagai berikut:

1. Tingkat inflasi = 3 %
2. Tingkat suku bunga = 8 %
3. Kenaikan tarif listrik per tahun = 2 %
5. Umur ekonomis pembangkit = 10 tahun
6. Pajak = 30 %

Tabel 11 Proforma *Cashflow*

Proforma <i>Cash-flow</i>	Tahun ke-		
	0	1	10
Penerimaan	0	3.231.865.344	3.862.378.255
Pengeluaran	14.943.992.745	54.000.000	67.438.600
Penyusutan	0	1.344.959.347	1.344.959.347
Residu	0	0	1.494.399.274
EBT	0	1.832.905.996	3.944.379.582
Pajak	0	549.871.799	1.183.313.874
EAT	0	1.283.034.197	2.761.065.707
Depresiasi	0	1.344.959.347	1.344.959.347
<i>Nett Cashflow</i>	-	-	-
	14.943.992.745	2.627.993.544	4.106.025.054

#### 4.6.5 Penilaian Investasi

##### 4.6.5.1 Net Present Value (NPV)

$$\begin{aligned} \text{NPV} &= \sum_{i=1}^n \bar{B}_i - \bar{C}_i \\ &= \text{Rp. } 32.475.725.337 - \text{Rp. } 28.799.049.241 \\ &= \text{Rp. } 3.676.676.096 \end{aligned}$$

##### 4.6.5.2 Pay Back Period (PBP)

$$\begin{aligned} \text{PBP} &= T_{p-1} + \frac{\sum_{i=1}^n \bar{I}_i - \sum_{i=1}^n \bar{B}_{icp-1}}{\bar{B}_p} \\ &= 3 + \frac{\text{Rp. } 15.463.489.229 - \text{Rp. } 11.953.985.774}{\text{Rp. } 3.509.503.454} \\ &= 3,86 \text{ tahun} \end{aligned}$$

##### 4.6.5.3 Break Event Point (BEP)

Perhitungan BEP :

Tahun ke-7: *Net Cashflow* = - Rp. 635.504.164,-  
Tahun ke-8: *Net Cashflow* = Rp. 962.197.168,-

$$\frac{\text{Rp. } 635.504.164}{\text{Rp. } 962.197.168} = \frac{x}{(1+x)}$$

$$\text{Rp. } 1.597.701.332x = \text{Rp. } 962.197.168$$

$$x = \frac{\text{Rp. } 962.197.168}{\text{Rp. } 1.597.701.332} = 0,60$$

$$\text{BEP} = 7 + 0,60 = 7,60 \text{ tahun}$$

#### 4.6.5.4 Benefit Cost Ratio (BCR)

Perhitungan *Benefit Cost Ratio* (BCR) adalah sebagai berikut :

$$\text{BCR} = \frac{\sum_{k=0}^N B_k}{\sum_{k=0}^N C_k} = \frac{\text{Rp. } 32.475.725.337}{\text{Rp. } 28.799.049.241} = 1,12$$

#### 4.6.5.5 Internal Rate of Return (IRR)

Melalui metode perhitungan coba-coba (*trial-and-error*) diketahui  $i_1 = 8\%$  menghasilkan  $\text{NPV}_1 = \text{Rp. } 4.383.867.230$  dan  $i_2 = 15\%$  menghasilkan  $\text{NPV}_2 = - \text{Rp. } 708.390.091$  maka nilai IRR adalah sebagai berikut :

$$\text{IRR} = 8 + \left( \frac{4.383.867.230}{4.383.867.230 - (-708.390.091)} \right) \times (15 - 8) = 13,55\%$$

#### 4.6.6 Hasil Evaluasi Proyek

Setelah dilakukan evaluasi proyek diperoleh hasil sebagai berikut :

Tabel 12 Hasil Evaluasi Proyek

No	Parameter Evaluasi	Hasil Perhitungan	Kriteria Kelayakan Proyek
1	NPV	Rp. 3.676.676.096	NPV > 0
2	PBP	3,86 tahun	PBP < umur ekonomis proyek
3	BEP	7,60 tahun	BEP < umur ekonomis proyek
4	BCR	1,12	BCR > 0
5	IRR	13,55%	IRR > 0

Hasil perhitungan NPV pada tingkat suku bunga 8 % diperoleh sebesar Rp. 3.676.676.096,-. Berdasarkan kriteria kelayakan proyek yang mengharuskan  $\text{NPV} > 0$ , berarti proyek ini menguntungkan. Waktu pengembalian modal tidak melebihi umur ekonomis proyek yakni selama 3,86 tahun, diperoleh dari perhitungan PBP. Nilai BEP sebesar 7,86 tahun berarti proyek ini dapat mencapai titik impas sebelum umur ekonomis proyek berakhir. Rasio antara keuntungan dengan biaya yang ditunjukkan oleh BCR merupakan angka yang positif yaitu 1,12. Begitu pula

dengan nilai IRR yang diperoleh dari perhitungan yaitu sebesar 13,55 %.

Berdasarkan hasil evaluasi ini proyek pembangkit listrik tenaga mini hidro di Kab.Banyumas Kec.Kedungbanteng memenuhi kriteria kelayakan. Penelitian ini dapat ditidakanjuti sebagai dasar informasi dalam melakukan DED (*Detail Engineering Desain*).

## 5 Penutup

### 5.1 Kesimpulan

Dari hasil analisa data dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Potensi sungai Logawa dapat membangkitkan daya listrik minimum sebesar 646 kW dengan menggunakan turbin *Crossflow*.
2. Jaringan distribusi yang digunakan untuk menyalurkan daya listrik dari PLTMH ke beban di desa Baseh menggunakan jaringan tegangan Menengah (JTM) karena jarak *feeder* terdekat dengan pembangkit cukup jauh (7,1 km).
3. Daya yang dihasilkan oleh PLTMH potensi sungai Logawa terserap sebesar 592 kW
4. *Net present value* investasi sungai Logawa positif sebesar Rp. 3.676.676.096,- (positif) dengan nilai *discount faktor* sebesar 8%, sehingga layak untuk dibangun.
5. *Internal Rate of Return* dari PLTMH di desa Baseh layak untuk dibangun karena nilai IRR-nya 13,55% dengan *discount factor*-nya 8% dan 15%.
6. *Break Even Point* (BEP) atau titik impas proyek ini selama 7,54 tahun.
7. *Pay Back Period* atau waktu pengembalian modal investasi terjadi selama 3,85 tahun
8. Nilai *Benefit Cost Ratio* (BCR) pada proyek pembangunan PLTMH ini bernilai 1,12 (positif)

### 5.2 Saran

1. Perlu diadakan penelitian lebih lanjut dengan menggunakan metode yang lain untuk menentukan besarnya laju aliran dan debit aliran terhadap sungai yang akan dibangun PLTMH.
2. Untuk pengaturan debit air yang masuk ke turbin, dapat dilakukan penelitian lebih lanjut tentang pengontrolan pintu air dengan menggunakan berbagai macam metode.
3. Dalam menentukan kriteria kelayakan pembangunan PLTMH dapat dilakukan dengan menggunakan tinjauan segi ekonomis, segi produksi energi maupun segi sosial.
4. Perlu diadakan peninjauan ulang atau penelitian lebih lanjut mengenai setting kalibrasi alat proteksi dan lain-lainnya pada saat pembuatan DED (*Detail Engineering Desain*).

## Daftar Pustaka

- [1]. Arismunanadar, Wiranto, *Penggerak Mula Turbin*, edisi kedua, ITB, Bandung, 1988.
- [2]. B.L. Theraja, *A Text Book of Technology*, Publication Division of Nirja Construction & Development Co. (P) Ltd RAM Nagar, New Delhi, 1980.
- [3]. Dietzel, Fritz, *Turbinen, pumpen und Verdicher*, Vogel – Verlag, Wurzburg, 1980.
- [4]. Otto Ramadhan, *Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro dengan Memanfaatkan Kecepatan Aliran Sungai*, Laporan Penelitian Strata 1 Jurusan Teknik Elektro Universitas Diponegoro, 2005.
- [5]. Gr Nagpal, *Power Plant Engineering*, Khanna Publisher, New Delhi, 1977.
- [6]. Gulliver, Jhon S. dan Roger E.A. Arndt, *Hydropower Engineering Handbook*, McGraw-Hill Inc., USA, 1991.
- [7]. Harsanto, Tri, *Pemetaan Potensi dan Perencanaan Pembangkit Mikrohidro di Wilayah Jawa Tengah*, Penelitian, Teknik Elektro Universitas Diponegoro, Semarang, 2003.
- [8]. Iversin, Allen R, *Micro-Hydropower Sourcebook, A Practical Guide to Design and Implementation in Developing Countries*, NRCEA International Foundation, Washington, 1986.
- [9]. Fitria Kartika Sari, *Evaluasi Proyek Perhotelan Berdasarkan Aspek Ekonomi Teknik (Studi Kasus Quality Hotel Solo)*, Laporan Penelitian Strata 1 Jurusan Teknik Sipil Universitas Islam Indonesia, 2009
- [10]. Lal, Jagdish, *Hydraulic Machine*, Metropolitan Book Co. Private Ltd, New Delhi, 1979.
- [11]. CAREPI Technical Team Central Java, *Feasibility Study Proyek PLTMH Sorosido*, 2007.
- [12]. M.L Soni, Dhanpat Rai & Sons, *Electrical Technology*, Nai Sarak, Delhi.
- [13]. M.M Dandekar, K.N Sharma, *Pembangkit Listrik Tenaga Air*, Universitas Indonesia, 1991.
- [14]. IMIDAP, *Pedoman Studi Kelayakan PLTMH*, cetakan kedua, Direktorat Jenderal Listrik dan Pemanfaatan Energi Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral, 2009
- [15]. O.F. Patty, *Tenaga Air*, edisi pertama, Erlangga, Jakarta, 1995.
- [16]. Sulasno, *Pusat Pembangkit Tenaga Listrik*, edisi pertama, Satya Wacana, Semarang, 1990.
- [17]. M. Muslich, *Manajemen Keuangan Modern*, Pusat Antara Universitas–Studi Ekonomi Universitas Indonesia, Bumi Aksara, Jakarta, 2009
- [18]. Sullivan, Robert Lee, *Power System Planning*, McGraw Hill, New York, 1977.
- [19]. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia No : 04 Tahun 2012.
- [20]. U.D Kurniawan, *Simulasi Aliran Daya Pada Penyulang 2 Gardu Induk Rawalo Dengan Menggunakan Software ETAP 7.0*, Laporan Kerja Praktek Strata 1 Jurusan Teknik Elektro Universitas Diponegoro, 2011