

STUDI POTENSI PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA MIKRO HIDRO (PLTMH) DI ALIRAN SUNGAI DESA KEJAWAR BANYUMAS

STUDY OF THE POTENTIAL A MICRO HYDRO POWER PLANT IN THE RIVER KEJAWAR VILLAGE BANYUMAS

Unggah Rizki Harto Jawadz*, Hari Prasetyo, Widhiatmoko Herry Purnomo

*Email: unggahrizki@gmail.com

Jurusan Teknik Elektro, Universitas Jenderal Soedirman, Indonesia

Abstrak— Desa Kejawar memiliki sumberdaya air yang dapat dimanfaatkan sebagai pembangkit listrik tenaga mikro hidro (PLTMH). Ketersediaan mercu bendung saluran pembawa, dan bak pengendap menjadi faktor utama diadakannya penelitian ini. Metode yang digunakan dalam pengumpulan data primer berupa *head* yaitu dengan pengukuran langsung di lokasi perencanaan pembangunan PLTMH dan didapatkan hasil pengukuran *head* efektif setinggi 3,08m. Pengumpulan data sekunder berupa curah hujan, iklim, dan DAS sebagai perhitungan untuk debit andalan diperoleh hasil 0,05 m³/s. Kapasitas daya dalam perencanaan pembangunan PLTMH ini sebesar 1,36 kW. Berdasarkan simulasi menggunakan aplikasi TURBNPRO 3.0 turbin yang digunakan bertipe kincir dan alternator 3 kW. Total investasi yang dibutuhkan dalam perencanaan pembangunan PLTMH sebesar Rp. 31.699.531 dengan umur proyek selama 10 tahun. Kelayakan proyek perencanaan pembangunan PLTMH diperoleh nilai NPV pada *discount factor* 10% sebesar Rp. 37.063.244 > 0, BCR sebesar 2,1 > 1, PP selama 3,46 tahun < 10 tahun, IRR pada *discount factor* 34% sebesar 33,6%. Berdasar pada evaluasi proyek, dapat dikatakan perencanaan pembangunan PLTMH di aliran sungai Desa Kejawar layak dilakukan.

Kata kunci — PLTMH, *head*, TURBNPRO, kelayakan.

Abstract— Kejawar Village has water resources that can be used as microhydro power plants. The availability of carrier channel dam, and sedimentation tanks are the main factors for this research. The method used in primary data collection, called *head*, which is direct measurements at the location of the development plan and the results of effective head measurements as high as 3.08m are obtained. Secondary data collection (rainfall, climate, and watershed) as a calculation for the mainstay discharge results obtained at 0.05 m³/s. The power capacity in this PLTMH development plan is 1.36 kW. Based on the simulation using the TURBNPRO 3.0 turbine application used with a 3 kW type of mill and alternator. The total investment needed in PLTMH development planning is Rp. 31,699,531 with a project life of 10 years. The feasibility of the MHP development planning project by the NPV at the 10% discount factor of Rp. 37,063,244 > 0, BCR of 2.1 > 1, PP for 3.46 years < 10 years, IRR at discount factor 34% at 33.6%. Based on the project evaluation, it can be said that the PLTMH development plan in the Sungai Kejawar river flow is feasible.

Keywords — Microhydro, *head*, discharge, TURBNPRO, feasible.

I. PENDAHULUAN

Energi Baru Terbarukan (EBT) terdiri dari tenaga surya, tenaga laut, tenaga panas bumi, dan tenaga air. EBT terus dikembangkan dan dioptimalkan, dengan mengubah pola pikir bahwa EBT bukan sekedar sebagai energi alternatif dari bahan bakar fosil, tetapi harus menjadi pasokan energi nasional dengan porsi EBT 23% pada tahun

2025 dan di tahun 2050 paling sedikit sebesar 31% (PP No. 79/2014 Tentang KEN) [1].

Potensi tenaga air untuk Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) dan Pembangkit Listrik Tenaga Mini/Mikro Hidro (PLTMH) tersebar di Indonesia dengan total perkiraan sampai 75.000 MW, dan sampai dengan tahun 2015 pemanfaatannya hanya sekitar 11% dari total potensi yang ada [1]. Dalam UU No.30 tahun 2015 tentang Ketenagalistrikan menyebutkan salah satu upaya pemerintah dalam

pengembangan dan pengoptimalan potensi tenaga air adalah dengan memanfaatkan aliran sungai sebagai PLTMH.

PLTMH atau Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro adalah suatu pembangkit listrik skala kecil yang menggunakan tenaga air di bawah kapasitas 1 MW yang dapat berasal dari saluran irigasi, sungai, atau air terjun alam, dengan cara memanfaatkan tinggi terjunnya dan jumlah debit air [1].

Banyumas mempunyai potensi besar bagi pengembangan pembangkit listrik mikrohidro atau PLTMH. Baru sebagian kecil yang sudah dimanfaatkan warga sebagai sumber energi dengan teknologi kincir air. Sebagian besar masih belum dimanfaatkan. Salah satu potensi yang ada berada di desa Kejawar.

Ketersediaan mercu bendung, saluran pembawa, bak penenang, dan saluran pembuangan di desa aliran sungai desa Kejawar merupakan faktor utama pembangunan PLTMH. Dilihat dari kondisinya, ketinggian *head* sekitar 3 meter, di samping itu melihat kondisi iklimnya, intensitas curah hujan di kecamatan Banyumas termasuk dalam kategori menengah dengan jumlah 2.619 mm dan rata-rata 218 mm pada tahun 2015 [2].

Pembangunan PLTMH di desa Kejawar dapat digunakan sebagai penerangan jalan karena penerangan jalan di desa Kejawar masih sangat minim atau dapat digunakan sebagai tempat pembelajaran tentang PLTMH bagi warga sekitar. Dengan adanya sumber daya yang tersedia maka sangat memungkinkan dilakukan perencanaan pembangunan PLTMH di aliran sungai desa Kejawar.

II. TINJAUAN PUSTAKA

A. Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro

PLTMH memanfaatkan tenaga air sebagai penggerak turbin dan generator serta mampu menghasilkan daya listrik dengan kapasitas sekitar 1 MW. komponen PLTMH adalah sebagai berikut:

1. Dam/Bendung Pengalih dan Pintu Air
2. Bak Pengendap (*Settling Basin*)
2. Saluran Pembawa (*Head Race*)
4. Bak Penenang (*Head Tank*)
5. Pipa Pesat (*Penstock*)
6. Rumah Pembangkit (*Power House*)
7. Turbin dan Generator

Secara teknis, PLTMH memiliki tiga komponen utama dalam proses pembangkitan listrik yaitu air (sebagai sumber energi), turbin, dan

generator. Air yang mengalir dengan kapasitas tertentu disalurkan dengan ketinggian tertentu menuju rumah pembangkit. Pada rumah pembangkit, air akan memutar turbin sehingga timbul energi mekanik yang menyebabkan berputarnya poros turbin. Dari poros turbin yang berputar akan dibangkitkan energi listrik dengan bantuan generator dan akan masuk ke sistem kontrol arus listrik sebelum dialirkan pada rumah – rumah masyarakat sekitar ataupun untuk keperluan lainnya [3].

B. Perencanaan PLTMH

Identifikasi lokasi PLTMH ini bertujuan untuk mengetahui lokasi dan informasi yang terkait untuk pembangunan pembangkit listrik serta evaluasi kelayakan dari pembangkit listrik tenaga mikrohidro [4].

Debit air adalah adalah banyaknya volume air yang mengalir pada suatu tempat/saluran pada satu satuan waktu tertentu. Banyaknya aliran air tiap waktu (debit) tergantung pada luas penampang aliran dan kecepatan aliran rerata. Salah satu pengukuran debit air adalah dengan menggunakan alat *current meter*. *Current meter* adalah alat elektronik yang digunakan untuk mengukur kecepatan aliran air dengan memasukkan bagian tertentu dari alat tersebut ke dalam air. *Current meter* ini sesuai untuk mengukur aliran sungai pada sebuah lokasi hidro skala kecil. Ukurannya ringan, dan dapat digunakan mengukur pada sungai yang dangkal [5].

Debit andalan adalah debit minimum (terkecil) yang masih dimungkinkan untuk keamanan operasional suatu PLTMH. Dalam menentukan debit andalan, dapat menggunakan metode Penman Modifikasi, dan neraca air Dr. F. J. Mock [6].

PLTMH mendapatkan energi dari aliran air yang memiliki perbedaan ketinggian tertentu. Pada dasarnya, mikrohidro memanfaatkan energi potensial jatuhnya air (*head*). Semakin tinggi jatuhnya air maka semakin besar energi potensial air yang dapat diubah menjadi energi listrik.

Penentuan debit dan *head* pada PLTMH mempunyai arti yang sangat penting dalam menghitung potensi tenaga listrik [7]. Pengukuran tinggi jatuhnya air (*head*) dapat dilakukan dengan menggunakan alat ukur *waterpass*. *Waterpass* adalah alat yang digunakan untuk mengukur atau menentukan sebuah benda atau garis dalam posisi rata baik pengukuran secara vertikal maupun horizontal.

Bangunan sipil pada PLTMH berguna untuk mengalirkan aliran air sungai menuju instalasi

pembangkit sebelum akhirnya digunakan untuk menggerakkan turbin. Bangunan sipil ini terdiri dari:

1. Bendungan (*Weir*) dan *Intake*
2. Bak Pengendap (*Settling Basin*)
3. Saluran Pembawa (*Headrace*)
4. Bak Penenang (*Head Tank*)
5. Pipa Pesat (*Penstock*)
6. Rumah Pembangkit

Konstruksi mekanikal dan elektrikal pada PLTMH berguna untuk mengolah tenaga air menjadi energi listrik. Konstruksi mekanikal dan elektrikal terdiri dari:

1. Turbin Air

Turbin air berperan untuk mengubah energi air (energi potensial, tekanan dan energi kinetik) menjadi energi mekanik dalam bentuk putaran poros. Putaran poros turbin ini akan diubah oleh generator menjadi tenaga listrik [8].

- a. Turbin Impuls
 - 1) Turbin *Crossflow*
 - 2) Turbin Pelton
- b. Turbin Reaksi
 - 1) Turbin Francis
 - 2) Turbin Kaplan/Propeller

2. Pemilihan Turbin Air

Pemilihan sebuah turbin air yang baik tergantung pada *head* yang tersedia dan debit air yang tersedia. Pemilihan jenis turbin juga ditentukan berdasarkan kelebihan dan kekurangan dari masing-masing turbin [8].

3. Generator

Generator berfungsi untuk mengubah energi mekanik putaran poros menjadi energi listrik. Konversi Energi tersebut berlangsung melalui medium medan magnet. Untuk instalasi PLTMH dapat digunakan generator sinkron dan generator induksi [9].

C. Perencanaan Ekonomi

Produksi energi per tahun dapat dihasilkan dari perhitungan hasil perkalian jumlah daya dibangkitkan (kW) dengan waktu yang diperlukan (t) selama satu tahun (8.760 jam) dengan faktor daya PF. Secara teori dapat dipergunakan persamaan [9]:

$$\frac{\text{energi}}{\text{tahun}} = P_{net} \times 8.760 \times PF \dots\dots\dots (1)$$

Dimana:

$\frac{\text{energi}}{\text{tahun}}$: Produksi energi per tahun (kWh)

P_{net} : Daya bersih (kW)
 PF : Faktor daya

1. Harga Pokok Produksi

Harga pokok produksi adalah besarnya biaya yang dikeluarkan untuk memproduksi energi dari pengoperasian suatu pembangkit, hal ini di perlukan untuk mengetahui apakah produksi listriknya lebih murah atau lebih mahal. [9]:

$$HPP_{perkWh} = \frac{\frac{C_{annual} + O+M}{thn}}{P_{net} \times 8.760 \times PF} \times 1 \text{tahun} \dots\dots (2)$$

2. Payback Period

Payback period dapat diartikan dengan lamanya waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan biaya investasi. Semakin pendek *payback period* dari periode yang disyaratkan, maka proyek investasi tersebut dapat diterima. Dari definisi tersebut, maka *payback period* dapat dicari dengan cara [5]:

- a. Apabila *cash flow* dari proyek investasi sama setiap tahun:

$$\text{Payback Period} = \frac{\text{initial investment}}{\text{cash flow}} \times 1 \text{th} \dots\dots (3)$$

- b. Apabila *cash flow* dari proyek investasi berbeda setiap tahun:

$$\text{Payback Period} = n + \frac{a-b}{c-b} \times 1 \text{tahun} \dots\dots\dots (4)$$

dimana:

n: Tahun terakhir dimana *cash flow* masih belum bisa menutupi *initial investment*.

A: Jumlah *initial investment*

b: Jumlah *cumulative cash flow* pada tahun ke- n

c: Jumlah *cumulative cash flow* pada tahun ke- n + 1

3. Benefit cash ratio (BCR)

Benefit cost ratio adalah perbandingan antara penerimaan yang didapatkan dari penjualan energi listrik dengan total biaya yang harus dikeluarkan selama umur proyek berlangsung.

$$BCR = \frac{\text{Penerimaan}}{\text{Pengeluaran}} \dots\dots\dots (5)$$

4. Net Present Value (NPV)

Menghitung NPV dilakukan dengan cara menghitung *cash flow* tiap tahun yakni dengan membandingkan antara pengeluaran dengan pemasukan pada tiap-tiap tahun, lalu menghitung *discount factor* maka akan didapat *discount cash flow* dengan mengalikan *cash flow* dan *discount factor* seperti pada persamaan berikut [9]:

$$NPV = \sum_n \frac{B_n - C_n}{(1+r)^n} \dots\dots\dots (6)$$

dimana:

B_n : Arus kas masuk (pendapatan) periode n

C_n : Arus kas keluar (biaya) pada periode n

r : Tingkat diskon (*discount rate*)

n : Periode yang terakhir di mana *cash flow* diharapkan

NPV > 0, maka investasi yang dilakukan memberikan manfaat. Proyek bisa dijalankan.

NPV < 0 maka investasi yang dilakukan tidak memberikan manfaat. Proyek ditolak.

5. Internal Rate of Return (IRR)

Proyek layak diterima apabila IRR lebih besar dari suku bunga di bank atau tingkat pengembalian untuk suatu proyek investasi (*minimum attractive rate of return - MARR*). Jika tidak, maka lebih ekonomis menyimpan uang di bank IRR dasarnya harus dicari dengan cara coba-coba (*trial and error*). IRR dapat cari dengan persamaan berikut [9]:

$$IRR = Ir + \frac{NPV_r}{NPV_r NPV_t} \times (It - Ir) \dots\dots\dots(7)$$

Dimana:

Ir : Bunga rendah

It : Bunga tinggi

NPV_r : NPV bunga rendah

NPV_t : NPV bungatinggi

D. TURBNPRO 3.0

TURBNPRO merupakan program untuk mengolah data teknis dan melakukan pengukuran atau penggambaran turbin air. Beberapa data yang berhubungan dengan keadaan lokasi turbin tersebut bekerja dimasukkan, juga parameter-parameter operasi dan susunan peralatan yang diinginkan. Setelah itu, terdapat beberapa pilihan ukuran, kecepatan, batasan operasi, dimensi, dan karakteristik daya guna dari solusi turbin yang sesuai dengan data yang dimasukkan [10].

III. METODE

Tahap – tahap penelitian dijelaskan sebagai berikut:

A. Tahap Persiapan

Pada tahap ini merupakan awal dari penelitian, hal-hal yang dilakukan yaitu menentukan lokasi perencanaan pembangunan PLTMH kemudian mempelajari topik permasalahan dengan studi pustaka

B. Tahap Penelitian

Pada tahap ini dilakukan pengambilan data sesuai dengan keadaan di lapangan untuk mengetahui potensi yang ada di lokasi perencanaan pembangunan PLTMH. Data yang diambil yaitu debit air sungai, tingkat kemiringan sungai untuk mengetahui tinggi jatuhnya air (*head*), data klimatologi dan curah hujan.

C. Tahap Analisis Data

Pada tahap ini dilakukan pengolahan data yang sudah diperoleh dari lapangan meliputi:

- a. Analisis Sipil
 - 1) Menghitung besar debit andalan.
 - 2) Menentukan tinggi jatuh air efektif berdasarkan pengukuran di lapangan.
- b. Analisis elektrikal mekanikal
Digunakan aplikasi TURBNPRO 3.0 untuk:
 - 1) Mengetahui nilai daya yang dapat dibangkitkan.
 - 2) Mengetahui putaran dan kecepatan spesifik turbin.
 - 3) Menentukan rasio kecepatan putaran antara turbin dan generator untuk menentukan diameter *pulley*.
 - 4) Menentukan diameter poros dan roda turbin.
- c. Analisis ekonomi
 - 1) Perkiraan biaya konstruksi PLTMH.
 - 2) Menghitung *payback periods*.
 - 3) Menghitung *benefit cost ratio*.
 - 4) Menghitung *net present value*.
 - 5) Menghitung *internal rate of return*.

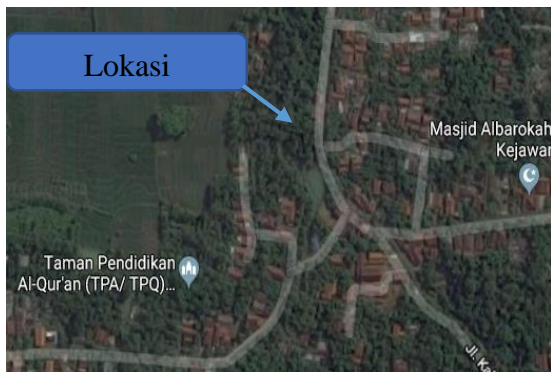
D. Tahap Akhir

Tahap ini adalah tahap yang paling akhir, dimana dilakukan analisis terhadap hasil data yang diperoleh.

IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Identifikasi Lokasi

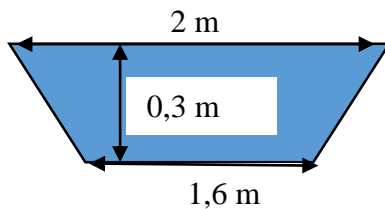
Desa Kejawar termasuk dalam wilayah kecamatan Banyumas Kabupaten Banyumas dengan luas wilayah sekitar 10 km². Terletak pada koordinat 7°25'44 LU dan 109°29'29 BT dengan ketinggian 38 mdpl. Secara administratif, desa ini terbagi menjadi 4 RW dan 23 RT dengan total penduduk sekitar 10.000 warga.



Gambar-1. Lokasi perencanaan pembangunan PLTMH.

B. Pengukuran Debit

Pengukuran debit dilakukan 9 Oktober 2018 dengan menggunakan alat *currentmeter* untuk mengukur kecepatan aliran saluran pembawa. Pengukuran dilakukan di saluran pembawa yang berbentuk trapesium dengan ketinggian air 0,3m, lebar dasar 1,6m dan lebar permukaan aliran air 2m. Pada pengukuran ini digunakan metode pengukuran satu pias karena kecepatan aliran air sama, dan didapat kecepatan aliran air dari hasil pengukuran yaitu 0,1m/s. Gambaran saluran pembawa PLTMH dapat dilihat pada gambar 2:



Gambar-2. Gambaran saluran pembawa.

Debit aliran dapat dihitung menggunakan rumus:

$$Q = A \times v$$

$$Q = \frac{(1,6 + 2) \times 0,3}{2} \times 0,1$$

$$Q = 0,054 \text{ m}^3/\text{s}$$

Berikut adalah data yang digunakan dalam menganalisis ketersediaan air (debit andalan) :

1. Data kelembaban relatif bulanan.
2. Data temperatur udara rata-rata.
3. Data kecepatan angin rata-rata.
4. Data penyinaran matahari rata-rata bulanan.
5. Data curah hujan bulanan dan jumlah hari hujan.

Data klimatologi Kabupaten Banyumas dan sekitarnya ditunjukkan pada tabel 1:

Tabel-1. Data klimatologi Kab. Banyumas dan sekitarnya.

Bulan	RH (%)	T (°C)	u (m/s)	n/N (%)
Januari	58,73	29,09	0,21	28,3
Februari	57,14	28,88	0,24	31,7
Maret	55,97	29,73	0,28	30
April	56,38	29,23	0,25	32,5
Mei	49,36	28,6	0,23	40
Juni	51,47	28,26	0,22	29,2
Juli	50,48	28,55	0,21	35,8
Agustus	47,26	27,96	0,25	40
September	50,43	28,24	0,26	40
Oktober	51,21	27,17	0,27	23,3
November	54,4	27,8	0,25	26,7
Desember	48,9	28,54	0,35	19,2
Jumlah	631,73	342,05	3,02	376,7
Maks	58,73	29,73	0,35	40
Rerata	52,64	28,5	0,25	31,392
Min	47,26	27,17	0,21	19,2

Data curah hujan dan hari hujan Kabupaten Banyumas tahun 2015 ditunjukkan pada tabel 2:

Tabel-2. Data curah dan hari hujan kabupaten Banyumas tahun 2015.

Bulan	Curah Hujan (mm ³)	Hari Hujan
Januari	319,00	18
Februari	297,40	20
Maret	468,80	23
April	276,20	21
Mei	177,00	18
Juni	113,25	9
Juli	13,50	3
Agustus	1,00	1
September	6,00	1
Oktober	0,00	0
November	456,50	25
Desember	493,40	27
Jumlah	2622,05	166
Rerata	218,50	13,83

1. Metode Penman Modifikasi

Metode ini digunakan untuk memperoleh nilai evapotranspirasi dengan menganalisis data klimatologi bulanan. Perhitungan evapotranspirasi bulan Januari tahun 2015 sebagai berikut [11]:

1. Rerata suhu, $T = 29,09\text{ }^{\circ}\text{C}$
2. Rerata kelembaban relatif, $RH = 58,73\%$
3. Rerata kecepatan angin, $u = 0,21\text{ m/s}$
4. Rerata penyinaran matahari, $n/N = 28,3\%$
5. Koordinat lokasi = $7^{\circ}25'44''\text{ S}$

Berikut adalah hubungan T , ea , W dan $f(T)$:

Tabel-3. Hubungan T , ea , W dan $f(T)$.

$T\text{ (}^{\circ}\text{C)}$	$ea\text{ (mbar)}$	$W\text{ (m)}$	$f(T)$
27	35,70	0,76	16,10
28	37,80	0,77	16,30
29	40,10	0,78	16,50
30	42,40	0,78	16,70

Hubungan letak lintang dengan Ra wilayah Indonesia ditunjukkan pada tabel 4:

Tabel-4. Hubungan letak lintang dengan Ra wilayah Indonesia.

Bulan	Letak Lintang	
	5 LS	8 LS
Januari	15,65	16,10
Februari	15,90	16,00
Maret	15,60	15,50
April	14,80	14,40
Mei	13,30	13,10
Juni	13,00	12,40
Juli	13,25	12,70
Agustus	14,15	13,70
September	15,05	14,90
Oktober	15,65	15,80
November	15,65	16,00
Desember	15,55	16,00
Minimum	13,00	12,40
Rata-rata	14,80	14,72
Maksimum	15,90	16,10

Langkah 1

Tekanan uap jenuh (ea)

$$T = 29\text{ }^{\circ}\text{C} \rightarrow ea = 40,1\text{ mbar};$$

$$T = 30\text{ }^{\circ}\text{C} \rightarrow ea = 42,4\text{ mbar}$$

$$T = 29,09\text{ }^{\circ}\text{C} \rightarrow ea = 40,1 + \frac{(42,4 - 40,1)}{(30 - 29)}(29,09 - 29) = 40,217\text{ mbar}$$

Faktor penimbang suhu dan elevasi daerah (W)

$$T = 29\text{ }^{\circ}\text{C} \rightarrow W = 0,78; T = 30\text{ }^{\circ}\text{C} \rightarrow W = 0,78$$

$$T = 29,09\text{ }^{\circ}\text{C} \rightarrow W = 0,78$$

$$(1 - W) = 0,22$$

Fungsi suhu, $f(T)$

$$T = 29\text{ }^{\circ}\text{C} \rightarrow f(T) = 16,5\text{ mbar};$$

$$T = 30\text{ }^{\circ}\text{C} \rightarrow f(T) = 16,7\text{ mbar}$$

$$T = 29,09\text{ }^{\circ}\text{C} \rightarrow f(T) = 16,5 + \frac{16,7 - 16,5}{30 - 29}(29,09 - 29) = 16,518\text{ mbar}$$

Langkah 2

Tekanan uap aktual (ed)

$$ed = ea \times RH = 40,307 \times 58,73\% = 23,672\text{ mbar}$$

Perbedaan tekanan uap jenuh dengan tekanan uap aktual

$$(ea - ed) = 40,307 - 23,672 = 16,635\text{ mbar}$$

Fungsi tekanan uap aktual, $f(ed)$

$$f(ed) = 0,34 - 0,044\sqrt{ed} = 0,34 - 0,044\sqrt{23,672} = 0,126\text{ mbar}$$

Langkah 3

Radiasi ekstra matahari (Ra)

$$5^{\circ}\text{S} \rightarrow Ra = 15,65\text{ mm/hari};$$

$$8^{\circ}\text{S} \rightarrow Ra = 16,1\text{ mm/hari}$$

$$7^{\circ}25'44''\text{ S} \rightarrow$$

$$Ra = 15,65 + \frac{16,1 - 15,65}{8 - 5}(7^{\circ}25'44'' - 5^{\circ}) = 15,978\text{ mm/hari}$$

Radiasi yang diterima matahari (Rs)

$$Rs = (0,25 + 0,5 \times \frac{n}{N})Ra = (0,25 + 0,5 \times 28,3\%)15,978 = 6,26\text{ mm/hari}$$

Fungsi penyinaran matahari, $f(n/N)$

$$f(\frac{n}{N}) = 0,1 + 0,9 \times (\frac{n}{N}) = 0,1 + 0,9 \times 28,3\% = 0,35\%$$

Langkah 4

Fungsi kecepatan angin, $f(u)$

$$f(u) = 0,27(1 + u \times 0,864) = 0,27(1 + 0,21 \times 0,864) = 0,319\text{ m/s}$$

Langkah 5

Radiasi bersih gelombang panjang (Rn)

$$Rn1 = f(T) \times f(ed) \times f(\frac{n}{N}) = 16,518 \times 0,126 \times 0,35 = 0,74\text{ mm/hari}$$

$$Rns = (1 - 0,25)Rs = (1 - 0,25)6,26 = 4,69\text{ mm/hari}$$

$$Rn = Rns - Rn1 = 6,393 - 1,269 = 3,95\text{ mm/hari}$$

Langkah 6

Evapotranspirasi (ETo) dengan asumsi faktor koreksi (c) = 1,1

$$ETo = c[W \times Rn + (1 - W) \times f(u) \times (ea - ed)] = 1,1[0,78 \times 4,69 + 0,22 \times 0,319 \times 16,635] = 4,56\text{ mm/hari} \times 31\text{ hari} = 141,35\text{ mm/bulan}$$

Berdasarkan perhitungan evapotranspirasi pada bulan Januari diperoleh nilainya sebesar 141,35 mm/bulan. Hasil perhitungan evapotranspirasi untuk bulan lainnya selama tahun 2015 dapat dilihat pada tabel 5.

Tabel-5. Evapotranspirasi bulanan.

Bulan	Jumlah Hari Sebulan	Eto (mm/bulan)
Januari	31	141,35
Februari	29	132,18
Maret	31	146,28
April	30	136,95
Mei	31	135,86
Juni	30	121,52
Juli	31	133,12
Agustus	31	145,86
September	30	146,26
Oktober	31	138,97
November	30	136,94
Desember	31	140,85

2. Metode F. J. Mock

Metode ini digunakan untuk memperoleh besarnya debit andalan sungai dengan menganalisis data klimatologi bulanan. Debit andalan merupakan banyaknya air yang tersedia sepanjang tahun dengan resiko kegagalan yang telah diperhitungkan. Adapun langkah perhitungan ketersediaan air atau debit andalan pada DAS Pingen dengan metode F. J. Mock dapat dilihat pada perhitungan bulan Januari tahun 2015 sebagai berikut [11]:

1. Curah hujan bulanan (R) = 283 mm/bulan
2. Jumlah hari hujan (n) = 16 hari
3. Evapotranspirasi potensial (Eto) = 141,35 mm/bulan
4. Permukaan lahan terbuka (m) = 30 %

Langkah 1

Evapotranspirasi aktual (ea)

$$\frac{Eto}{ea} = \left(\frac{m}{20}\right)(18 - n) = \left(\frac{30}{20}\right)(18 - 16) = 0\%$$

Evapotranspirasi terbatas (ee)

$$ee = \left(\frac{Eto}{ea}\right) \times Eto = 0\% \times 141,35 = 0 \text{ mm/bln}$$

Evapotranspirasi aktual (ea)

$$ea = Eto - ee = 141,35 - 0 = 141,35 \text{ mm/bln}$$

Langkah 2

Keseimbangan air (ΔS)

$$\Delta S = R - ea = 319 - 141,35 = 177,65 \text{ mm/bln}$$

Limpasan badai (PF)

$$\Delta S > 0, PF = 0$$

$$\Delta S < 0, PF = 0,05 \times R$$

$$PF = 0$$

Kandungan air tanah (SS)

$$R > ea, SS = 0$$

$$R < ea, SS = \Delta S - PF$$

$$SS = 0$$

Kapasitas kelembaban tanah akhir

$$SS = 0, \text{ Kapasitas kelembaban air tanah} = 200$$

$$SS \neq 0, \text{ Kapasitas kelembaban air tanah} = SS$$

$$\text{Kapasitas kelembaban air tanah} = 200$$

Kelebihan air

$$WS = \Delta S - SS = 177,65 - 0 = 177,65 \text{ mm/bln}$$

Langkah 3

Faktor infiltrasi (i) diambil 0,4 karena asumsi dilakukan pada nilai tengah antara 0,3 untuk musim basah dan 0,5 untuk musim kemarau. Faktor resesi air tanah (k) diambil 0,6 karena asumsi dilakukan pada nilai tengah antara 0,4 – 0,7. Asumsi $V_{n-1} = 100$ mm [4].

Infiltrasi

$$I = i \times WS = 0,4 \times 177,65 = 71,06 \text{ mm/bln}$$

Volume air tanah

$$G = 0,5 \times (1 + k) \times I$$

$$= 0,5 \times (1 + 0,6) \times 71,06 = 56,45 \text{ mm/bln}$$

Penyimpanan volume air tanah awal terkoneksi

$$L = k \times (V_{n-1}) \rightarrow V_{n-1} = 100$$

$$= 0,6 \times 100 = 60 \text{ mm/bulan}$$

Total volume penyimpanan air tanah

$$V_n = G + L = 56,45 + 60 = 116,45 \text{ mm/bln}$$

Perubahan volume aliran dalam tanah

$$\Delta V_n = V_n - V_{n-1} = 116,45 - 100 = 16,45 \text{ mm/bln}$$

Aliran dasar

$$BF = I - \Delta V_n = 71,06 - 16,45 = 54,21 \text{ mm/bln}$$

Limpasan Langsung

$$DR = WS - I + PF$$

$$= 177,65 - 71,06 + 0 = 106,59 \text{ mm/bln}$$

Total limpasan

$$TR = BF + DR$$

$$= 54,21 + 106,59 = 160,8 \text{ mm/bulan}$$

Debit andalan

$$Q = \frac{TR^2}{N} = \frac{(160,8)^2 \times 10^{-3}}{31} = 0,83 \text{ m}^3/\text{s}$$

Berdasarkan perhitungan debit andalan pada bulan Januari tahun 2015 diperoleh nilai sebesar 0,83 m³/s. Hasil perhitungan debit andalan untuk bulan lainnya selama tahun 2015 dapat dilihat pada tabel 6:

Tabel-6. Debit andalan bulan januari s.d desember 2015.

Bulan	Debit andalan (m ³ /s)
Januari	0,83
Februari	0,76
Maret	2,21
April	0,60
Mei	0,15
Juni	0,08
Juli	0,05
Agustus	0,05
September	0,05
Oktober	0,05
November	2,19
Desember	2,60

Untuk mendapatkan debit andalan sungai, maka nilai debit yang dianalisis dengan metode F. J. Mock menurut tahun pengamatan yang diperoleh harus diurut dari yang terbesar sampai yang terkecil, kemudian dihitung tingkat keandalan debit tersebut dapat terjadi, berdasarkan probabilitas kejadian mengikuti rumus Weibull [12]. Perhitungan probabilitas berurutan dari debit terbesar.

$$Probability = \left(\frac{1}{12 + 1} \right) \times 100\% = 7,69\%$$

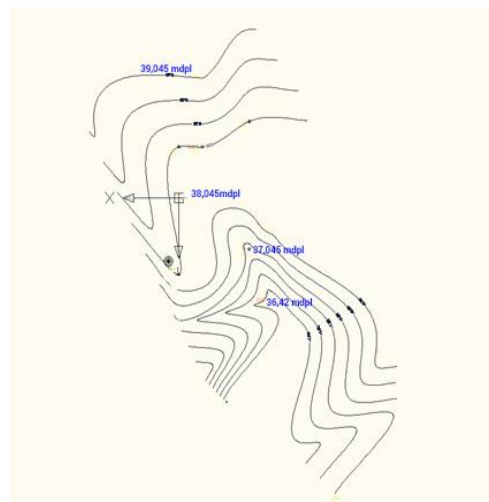
Tabel-7. Probabilitas debit andalan.

Q (m ³ /s)	Probabilitas
2,6	7,69
2,21	15,38
2,19	23,08
0,83	30,77
0,75	38,46
0,59	46,15
0,15	53,85
0,08	61,54
0,05	69,23
0,05	76,92
0,05	84,62
0,05	92,31

C. Pengukuran Head

Pengukuran terjunan air (*head*) dilakukan pada tanggal 9 Oktober 2018 dengan menggunakan metode meteran pandang berupa *waterpass*. *Waterpass* adalah suatu alat ukur tanah yang dipergunakan untuk mengukur beda ketinggian antara titik-titik yang saling berdekatan.

Pengukuran dilakukan dengan meletakkan *waterpass* di antara titik atas dan titik bawah untuk mengukur ketinggian di lokasi perencanaan pembangunan PLTMH. Hasil pengukuran diperoleh berupa gambar peta kontur dengan jarak dan tinggi sekitaran lokasi.



Gambar-3. Peta kontur ketinggian head.

Dari pengukuran diperoleh data elevasi di titik atas adalah 39,045 mdpl dan data elevasi di titik bawah adalah 36,42 mdpl. Kemudian dilakukan perhitungan perbedaan elevasi atas dengan bawah untuk mengetahui ketinggian *head*.

$$H = \text{Elevasiatas} - \text{Elevasibawah} \\ = 39,045 - 36,42 = 3,625 \text{ m}$$

Head efektif merupakan besar nilai *head gross* dikurangi dengan *head losses*. *Head losses* pada sistem pemipaan (*penstock*) diasumsikan sekitar 15 % terhadap *head gross*. *Head* efektif yang didapatkan adalah sebagai berikut:

$$H_{loss} = 0,15 \times H_{gross} \\ = 0,15 \times 3,625 = 0,54 \text{ m}$$

$$H_{eff} = H_{gross} - H_{loss} \\ = 3,625 - 0,54 = 3,08 \text{ m}$$

Berdasarkan pengukuran diperoleh *head gross* setinggi 3,625 m. *Head* yang diperlukan adalah *head* efektif sehingga dilakukan perhitungan yang menghasilkan *head* efektif setinggi 3,08 m.

D. Pemilihan Turbin

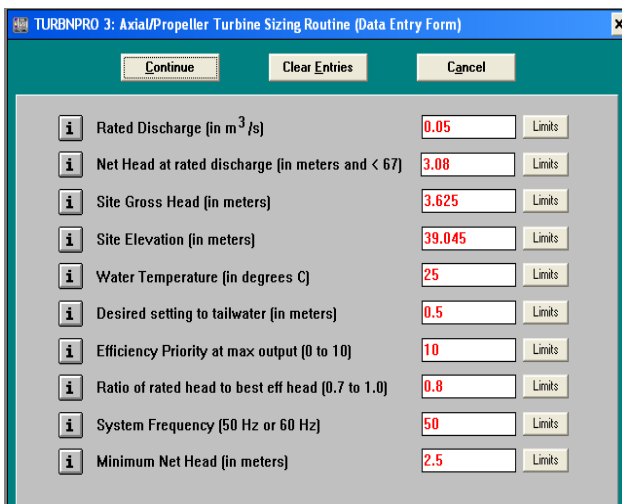
Pada studi ini dilakukan analisis terhadap potensi tenaga air sungai yang telah diukur sebelumnya untuk memilih turbin. Analisis pemilihan turbin ini dengan menggunakan bantuan piranti lunak TURBNPRO 3.0.

Berikut adalah tampilan *general application ranges*:



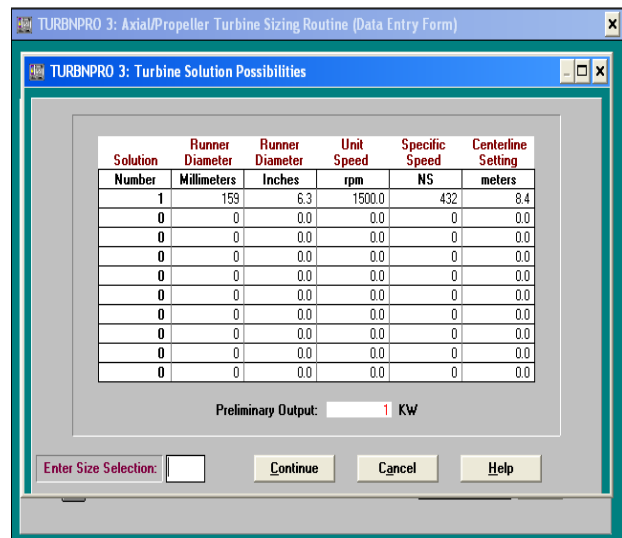
Gambar-4. *General application ranges*.

Data yang dimasukkan dapat dilihat pada gambar 5 :

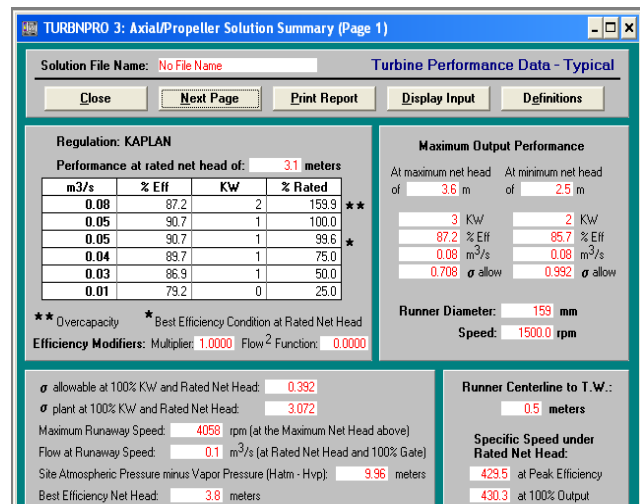


Gambar-5. Input data aplikasi TURBNPRO.

Kemudian didapatkan pilihan solusi dengan berbagai kombinasi ukuran dan karakter turbin seperti pada gambar 6. Tampilan data solusi turbin disertai karakteristik turbin sesuai pengaturan sebelumnya yaitu seperti pada gambar 7.



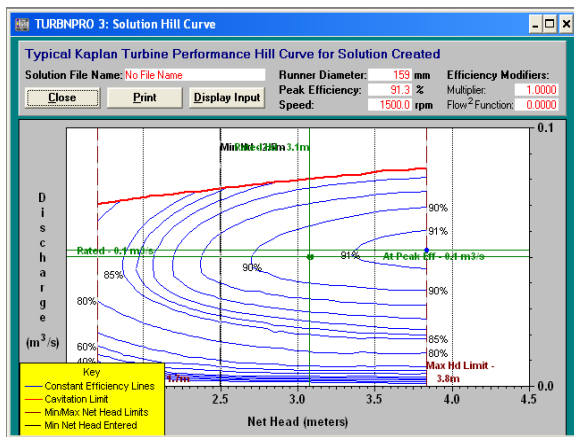
Gambar-6. Solusi dari data input.



Gambar-7. Data performa turbin.

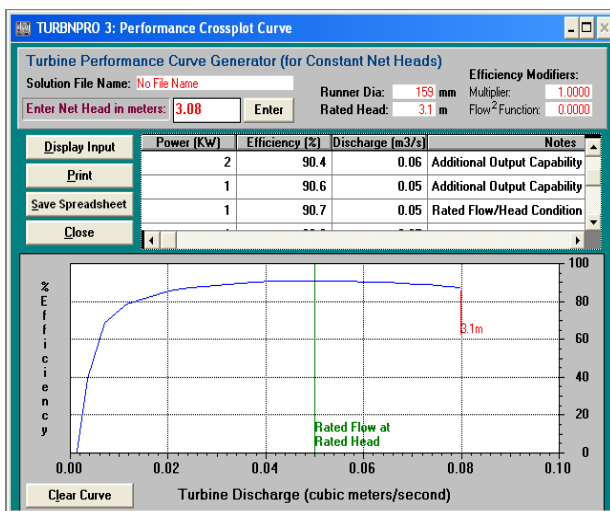
Berdasarkan *turbine performance data* terlihat bahwa efisiensi terbaik terjadi saat besar debit 0,05 m³/s dengan efisiensi sebesar 90,7%. Saat *overcapacity* terjadi ketika debit sebesar 0,08 m³/s dengan efisiensi yang menurun menjadi 87,2%.

Dalam gambar 8 adalah *hill curve* (garis horizontal) yang menggambarkan debit pada efisiensi maksimum yaitu 0,05 m³/s. Selain itu, dapat dilihat garis vertikal *head* efektif rata-rata pada 3.1 m, juga batas maksimum dan minimum *head* efektif dari solusi turbin.



Gambar-8. Hill curve.

Gambar 9 menunjukkan kurva crossplot. Dari kurva terlihat bahwa puncak efisiensi tertinggi sebesar 90,7 % terjadi ketika debit 0,05 m³/s. Debit tertinggi yang mampu ditampung oleh turbin yaitu sebesar 0,08 m³/s dengan efisiensi 87,2 %, sedangkan debit terendah yang mampu menghasilkan potensi daya yaitu 0,01 m³/s dengan efisiensi 70,7 %.



Gambar-9. Kurva crossplot.

Berdasarkan data yang telah dikumpulkan, besarnya daya yang dapat masuk ke turbin adalah

$$P = \rho \times Q \times g \times H$$

$$P = 1 \text{ kg/m}^3 \times 0,05 \text{ m}^3/\text{s} \times 9,8 \text{ m/s}^2 \times 3,08 \text{ m}$$

$$P = 1,5 \text{ kW}$$

Dengan efisiensi 90,7 % yang diperoleh dari simulasi menggunakan aplikasi TURBNPRO, dapat dihitung besarnya daya mekanik yang dihasilkan turbin.

$$\begin{aligned} P_t &= \eta_t \times P \\ &= 90,7\% \times 1,5 \\ &= 1,36 \text{ kW} \end{aligned}$$

Jenis turbin yang digunakan yaitu bertipe kincir karena dapat berputar hingga kecepatan 1500rpm.

E. Pemilihan Generator

Analisis kapasitas daya perlu dilakukan dalam menentukan jenis dan spesifikasi generator yang sesuai dengan kebutuhan beban. Daya yang mampu dibangkitkan generator yaitu sebagai berikut:

$$P_g = \eta_g \times P_t = 85\% \times 1,36 = 1,16 \text{ kW}$$

Dengan daya yang dibangkitkan generator sebesar 1,16 kW, maka kapasitas generator yang dibutuhkan yaitu bertambah 20 % dari daya generator.

$$P = \frac{P_g}{0,8} = \frac{1,16}{0,8} = 1,45 \text{ kW}$$

Jenis generator yang digunakan adalah alternator atau generator sinkron karena dapat digunakan secara langsung dan tidak membutuhkan jaringan listrik sebagai penggerak awal. Selain itu mesin dapat didesain dan dibuat sesuai untuk berbagai kondisi nyata lokasi.

Jumlah kutub pada generator sinkron ini dengan frekuensi 50 Hz dan kecepatan putaran rotor 1500 rpm sebanyak:

$$p = \frac{120 \times f}{n} = \frac{120 \times 50}{1500} = 4 \text{ kutub}$$

F. Perencanaan Bangunan Sipil

Pada studi ini dilakukan perencanaan bangunan sipil hanya untuk menentukan biaya yang dibutuhkan, untuk pipa pesat dan rumah pembangkit.

4.7.1 Pipa Pesat

Perencanaan pipa pesat dengan diameter 31,8cm, biaya yang diperlukan untuk pipa pesat yaitu: 2 pipa dengan Panjang 4m dengan diameter 318mm = Rp 2.447.100

$$\text{Biaya} = 2 \times 2.447.100 = \text{Rp. } 4.894.200$$

Perencanaan rumah pembangkit memuat 3 komponen utama yaitu turbin, generator, dan panel kontrol sebagai (n). Debit (Q) yaitu 0,05 dan ketinggian (H) yaitu 3,08. Diambil asumsi biaya untuk beton 1 m³ = Rp. 675.000,00.

$$\begin{aligned} V_c &= 28,1 (Q \times H^{2/3} \times n^{1/2})^{0,795} \\ &= 28,1 (0,05 \times 3,08^{2/3} \times 3^{1/2})^{0,795} \\ &= 7,29 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

$$\text{Biaya} = 7,29 \times 675.000 = \text{Rp. } 4.923.555$$

G. Perencanaan Ekonomi

Ketika akan memulai suatu proyek maka diperlukan adanya perencanaan ekonomi untuk mengetahui kelayakan suatu proyek tersebut. Pada

studi ini diasumsikan umur proyek akan berlangsung selama 10 tahun.

Biaya investasi

Biaya investasi merupakan keseluruhan biaya yang harus dikeluarkan untuk membangun sebuah PLTMH.

Tabel-8. Biaya investasi.

Komponen	Biaya (Rp.)
Bangunan Sipil	
Pipa pesat	4.894.200
Rumah Pembangkit	4.923.555
Mekanikal elektrikal	
Turbin + Generator	9.000.000
Panel control	10.000.000
PPN (10%)	2.881.776
Total	31.699.531

Penerimaan dan Pengeluaran

Penerimaan didapatkan dari hasil penjualan energi listrik yang telah dibangkitkan oleh PLTMH. Dengan mengasumsikan biaya penjualan energi sebesar Rp.1.380 per kWh dan dengan memisalkan PF sebesar 70% [9] maka pendapatan yang akan didapatkan dalam satu tahun sebesar:

$$\begin{aligned} \frac{\text{Energi}}{\text{tahun}} &= P_{net} \times 8760 \times PF \\ &= 1,36 \times 8760 \times 0,7 \\ &= 8339 \text{ kWh} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Penerimaan} &= \text{Rp. } 1380 /_{\text{kWh}} \times 8339 \text{ kWh} \\ &= \text{Rp. } 11.507.820 \end{aligned}$$

Biaya operasi dan pemeliharaan adalah biaya yang harus disiapkan untuk melakukan kegiatan operasional dan pemeliharaan. Dalam studi ini diasumsikan besarnya biaya operasi dan pemeliharaan sebesar 1 % dari total biaya investasi proyek.

$$OM = 1\% \times 31.699.531 = \text{Rp. } 316.995$$

Net Present Value

Net Present Value merupakan penilaian terhadap nilai proyek dengan melakukan analisis

terhadap *cashflow* yang didapat dengan membandingkan antara penerimaan dan pengeluaran pada setiap tahunnya dengan faktor diskon (*discount factor*). Faktor diskonto dapat dicari dengan menggunakan nilai suku bunga. Pada studi ini diasumsikan tingkat suku bunga sebesar 10% sehingga perhitungan *discount factor* pada tahun ke-1.

$$\text{Tahun ke } - 1 = \frac{1}{(1 + 10\%)^1} = 0,909$$

Pada tahun pertama *discount factor* diketahui sebesar 0,909. Untuk mengetahui *cashflow* pada tahun ke-1 maka perlu mencari selisih antara penerimaan dan pengeluaran yang sebelumnya dikalikan terlebih dahulu dengan *discount factor* yang telah dicari sebelumnya.

$$\begin{aligned} \text{Cashflow thn } - 1 &= \text{Penerimaan} - \text{Pengeluaran} \\ &= (11.507.820 \times 0,909) - (316.995 \times 0,909) \\ &= \text{Rp. } 8.104.099 \end{aligned}$$

Perhitungan yang sama dilakukan untuk mencari *discount factor* pada tahun ke-2 sampai tahun ke-10 sesuai dengan umur proyek yang telah direncanakan. Hasil perhitungan yang telah dilakukan tersebut terdapat pada tabel 9.

Tabel-9. NPV dengan diskon faktor 10%.

Tahun ke	Diskon faktor	Penerimaan (Rp.)	Pengeluaran (Rp.)	Cashflow (Rp.)
0	1		31.699.531	-31.699.531
1	0,909	10.461.655	288.177	10.173.477
2	0,826	9.510.595	261.979	9.248.616
3	0,751	8.645.995	238.163	8.407.832
4	0,683	7.859.996	216.512	7.643.484
5	0,621	7.145.451	196.829	6.948.622
6	0,564	6.495.864	178.935	6.316.929
7	0,513	5.905.331	162.669	5.742.663
8	0,467	5.368.483	147.881	5.220.602
9	0,424	4.880.439	134.437	4.746.002
10	0,386	4.436.763	122.215	4.314.547
Total (Rp.)		70710572	33.647.328	37.063.244

Dari hasil perhitungan tersebut diketahui bahwa nilai NPV yang didapatkan sebesar Rp. 37.063.244,00. Hal ini menunjukkan bahwa NPV > 0 yang berarti proyek layak untuk dilanjutkan [9].

Benefit Cash Ratio

Benefit cost ratio adalah perbandingan antara penerimaan yang didapatkan dari penjualan energi listrik dengan total biaya yang harus dikeluarkan selama umur proyek berlangsung. Pada studi ini *benefit cost ratio* yang didapatkan sebesar:

$$BCR = \frac{70.710.572}{33.647.328} = 2,1$$

Berdasarkan perhitungan tersebut *benefit cost ratio* yang didapatkan lebih dari 1 ($BCR > 1$) yaitu sebesar 2,1. Hal ini menunjukkan bahwa proyek ini layak untuk dilanjutkan [9].

Payback Periode

Payback periode menunjukkan waktu yang diperlukan oleh proyek untuk dapat mengembalikan nilai investasi dari hasil penerimaan yang telah dikurangi untuk operasi dan pemeliharaan tiap tahunnya. Pada studi ini dilakukan perhitungan nilai akumulasi *cash flow* untuk mengetahui tahun dimana nilai akumulasi *cash flow* bernilai positif.

Tabel-10. Akumulasi *net cash flow*.

Thn	Akumulasi			
	Cash In (Rp.)	Cash Out (Rp.)	Net Cash Flow (Rp.)	Cash Flow (Rp.)
0	0	31699.531	-31699.531	0
1	10.461.655	31.987.708	-21.526.054	10.173.477
2	19.972.250	32.249.688	-12.277.438	19.422.093
3	28.618.245	32.487.851	-3.869.606	27.829.925
4	36.478.241	32.704.362	3.773.878	35.473.409
5	43.623.692	32.901.191	10.722.500	42.422.031
6	50.119.556	33.080.127	17.039.429	48.738.960
7	56.024.887	33.242.795	22.782.092	54.481.623
8	61.393.370	33.390.676	28.002.694	59.702.225
9	66.273.809	33.525.113	32.748.697	64.448.228
10	70710.572	33.647.328	37.063.244	68.762.775

Berdasarkan hasil perhitungan pada tabel 10 diketahui bahwa tahun terakhir *net cash flow* bernilai negatif terjadi pada tahun ke-3 sebagai (n). Dalam menghitung *payback periode* perlu diketahui biaya investasi sebagai (a), nilai *cash flow* akumulatif tahun ke-3 sebagai (b), dan *cash flow* akumulatif tahun ke-4 sebagai (c).

Hasil perhitungan *cash flow* digunakan untuk melakukan perhitungan *payback periode* berikut:

$$PP = 2 + \frac{31699531 - 3773878}{35473409 - 3773878} \times 1 \text{ tahun}$$

$$PP = 3,46 \text{ tahun}$$

Berdasarkan hasil perhitungan, *payback period* atau waktu pengembalian modal investasi dapat terjadi selama 3,46 tahun atau 3 tahun 5,5 bulan.

Internal Rate of Return

Internal rate of return merupakan indikator tingkat efisiensi dari suatu investasi yang menunjukkan seberapa besar suku bunga yang diberikan oleh investasi tersebut dibandingkan dengan suku bunga dari bank. Untuk dapat mencari nilai IRR maka perlu dicari *discount factor* ketika NPV bernilai negatif yaitu lebih besar dari suku bunga pada NPV. Pada studi ini digunakan suku bunga sebesar 34%.

$$\text{Tahun ke} - 1 = \frac{1}{(1 + 34\%)^1} = 0,746$$

Pada tahun pertama *discount factor* diketahui sebesar 0,746. Untuk mengetahui *cashflow* pada tahun ke-1 maka perlu mencari selisih antara penerimaan dan pengeluaran yang sebelumnya dikalikan terlebih dahulu dengan *discount factor* yang telah dicari sebelumnya.

$$\begin{aligned} \text{Cashflow thn} - 1 &= \text{Penerimaan} - \text{Pengeluaran} \\ &= (11.507.820 \times 0,746) - (316.995 \times 0,746) \\ &= \text{Rp. } 8.587.925 \end{aligned}$$

Perhitungan yang sama dilakukan untuk mencari *discount factor* pada tahun ke-2 sampai tahun ke-10. Hasil perhitungan yang telah dilakukan tersebut terdapat pada tabel berikut:

Tabel-11. NPV dengan diskon faktor 34%.

Tahun ke	Diskon faktor	Penerimaan. (Rp.)	Pengeluaran (Rp.)	Cashflow (Rp.)
0	1		31699531	-31699531
1	0,746	8587925	236563	8351362
2	0,557	6408900	176540	6232360
3	0,416	4782761	131746	4651015
4	0,310	3569225	98318	3470906
5	0,231	2663600	73372	2590229
6	0,173	1987761	54755	1933006
7	0,129	1483404	40862	1442542
8	0,096	1107018	30494	1076524
9	0,072	826133	22757	803376
10	0,054	616517	16983	599534
Total (Rp.)		32033244	32581920	-548676

Dari hasil perhitungan pada tabel tersebut diketahui bahwa NPV yang didapatkan dengan *discount factor* 34% adalah Rp. -548.676. Dengan hasil tersebut dilakukan perhitungan IRR berikut:

$$IRR = 10\% + \frac{37.063.244}{37.063.244 - (-548.676)} \times (34\% - 10\%)$$
$$= 33,6\%$$

Berdasarkan perhitungan diketahui tingkat IRR pada proyek ini sebesar 33,6% yang berarti proyek ini layak dan menguntungkan [9].

V. PENUTUP

A. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian ini, maka diperoleh beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Aliran sungai Desa Kejawar memiliki potensi aliran air dengan debit andalan sebesar 0,05 m³/s dan *head* efektif setinggi 3,08 m.
2. Potensi tenaga air yang ada dapat dimanfaatkan untuk merencanakan pembangunan PLTMH berkapasitas 1 x 1,36 kW.
3. Turbin yang digunakan berupa turbin kincir dan generator yang digunakan bertipe alternator 3 kW.
4. Biaya investasi yang dibutuhkan dalam perencanaan pembangunan PLTMH ini sebesar Rp. 31.699.531,00.
5. Perencanaan pembangunan PLTMH ini layak dilanjutkan dengan umur proyek 10 tahun karena NPV (Rp. 37.063.244) > 0, BCR (2,1) > 1, PP (3,46 tahun) < 10 tahun, dan IRR sebesar 33,6 %.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] PNPM MANDIRI. *Buku Pedoman Energi yang Terbarukan*. Jakarta:PNPM MANDIRI. 2011.
- [2] BPS Kab. Banyumas. *Kecamatan Banyumas dalam Angka 2016*. Banyumas: BPS Kab. Banyumas. 2015.
- [3] Setjen DEN. *Outlook Energi Indonesia 2016*. Jakarta: Setjen DEN. 2016.
- [4] Habibie, A. Studi Potensi Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro (PLTMH) Di Aliran Sungai Pingen Desa Cipaku Mrebet Purbalingga, *Skripsi*, Fakultas Teknik Universitas Jenderal Soedirman. 2017.
- [5] JICA. *Manual Pembangunan PLTMH*. Jakarta: Institut Bisnis dan Ekonomi Kerakyatan. 2003.
- [6] Kadir, R. Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro (PLTMH) di Sungai Maripa Kecamatan Pinembani, *Skripsi*, Fakultas Teknik Universitas Tadulako. 2010.
- [7] Sukamta, S. dan Kusmantoro, A. Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro (PLTMH)

- Jantur Tabalas Kalimantan Timur, *Jurnal Teknik Elektro*. 2013. 5(2): 58.
- [8] IMIDAP. *Buku Utama Pedoman Studi Kelayakan PLTMH*. Jakarta: Direktorat Jenderal Listrik dan Pemanfaatan Energi Departemen Energi dan Sumber Daya Mineral. 2009.
- [9] Ismail dan Supriono. Analisis Ekonomi Energi Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro Meragun (Desa Meragun, Kec Nanga Tanam, Kab. Sekadau). *Jurnal ELKHA*, 2013, 5 (1): 33.
- [10] Nugroho, A.H, Studi Potensi Tenaga Piko Hidro Menggunakan Software TURBNPRO 3.0, *Skripsi*, Fakultas Teknik Universitas Jenderal Soedirman, 2016.
- [11] DIRJEN EBTKE. *Pedoman Pengelolaan Lingkungan Hidup Bidang Pembangkit Listrik Tenaga Mikro Hidro (PLTMH)*. Jakarta: DIRJEN EBTKE. 2017.
- [12] Indra, Z. dkk. Analisis Debit Sungai Munte dengan Metode Mock dan Metode NRECA untuk Kebutuhan Pembangkit Listrik Tenaga Air. *Jurnal Sipil Statik*. 1, 2012, (1): 35.

