

**STUDI KELAYAKAN PEMBANGUNAN PEMBANGKIT LISTRIK  
TENAGA MINI HIDRO HEK KECAMATAN BUNTA  
KABUPATEN BANGGAI SULAWESI TENGAH**

**SKRIPSI**

Diajukan untuk memenuhi sebagian persyaratan  
memperoleh gelar Sarjana Teknik



Disusun oleh :

**AHMAD FARHAN AFANDI**

**NIM. 0410633010-63**

**DEPARTEMEN PENDIDIKAN NASIONAL  
UNIVERSITAS BRAWIJAYA  
FAKULTAS TEKNIK**

**MALANG**

**2009**



**STUDI KELAYAKAN PEMBANGUNAN PEMBANGKIT LISTRIK  
TENAGA MINI HIDRO HEK KECAMATAN BUNTA  
KABUPATEN BANGGAI SULAWESI TENGAH**

**SKRIPSI**

Diajukan untuk memenuhi sebagian persyaratan  
memperoleh gelar Sarjana Teknik



Disusun oleh :

**AHMAD FARHAN AFANDI**

**NIM. 0410633010-63**

DOSEN PEMBIMBING:

**Pembimbing I**

**Pembimbing II**

**Ir. Teguh Utomo, MT**  
**NIP. 19650913 199103 1 003**

**Dr. Rini Nur Hasanah, ST.,M.Sc**  
**NIP. 19680122 199512 2 001**



**STUDI KELAYAKAN PEMBANGUNAN PEMBANGKIT LISTRIK  
TENAGA MINI HIDRO HEK KECAMATAN BUNTA  
KABUPATEN BANGGAI SULAWESI TENGAH**

Disusun Oleh :

**AHMAD FARHAN AFANDI  
NIM. 0410633010-63**

Skripsi ini telah diuji dan dinyatakan lulus pada  
Tanggal 21 Oktober 2009

DOSEN PENGUJI,

**Ir. Hari Santoso, MS  
NIP. 19531205198503 1 001**

**Ir. Hery Purnomo, MT  
NIP. 19550708198212 1 001**

**Ir. Unggul Wibawa, M.Sc  
NIP. 19630106198802 1 001**

Mengetahui:

a.n. Ketua Jurusan Teknik Elektro,  
Sekretaris,

**Rudy Yuwono, ST., M.Sc  
NIP. 19710615199802 1 003**

## PENGANTAR

Alhamdulillah, puji syukur kehadirat Allah SWT atas segala rahmat dan hidayah yang telah diberikan kepada penyusun sehingga dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul “*Studi Kelayakan Pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro Hek Kecamatan Bunta Kabupaten Banggai Sulawesi Tengah*”. Skripsi ini disusun sebagai salah satu syarat untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik di Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Brawijaya.

Dengan rasa hormat, penulis menyampaikan terima kasih yang tulus kepada :

1. Bapak Ir. Teguh Utomo, MT atas ide, bimbingan, arahan dan motivasi kepada penulis dalam menyelesaikan skripsi ini.
2. Ibu Dr.Rini Nur Hasanah, ST.,M.Sc yang telah memberikan bimbingan, arahan dan motivasi kepada penulis dalam menyelesaikan skripsi ini.
3. Bapak Rudy Yuwono, ST., M.Sc selaku Ketua Jurusan Teknik Elektro Universitas Brawijaya.
4. Bapak M. Aziz Muslim, ST.,MT., Phd. selaku Sekretaris Jurusan Teknik Elektro Universitas Brawijaya.
5. Seluruh dosen serta segenap staf dan karyawan Jurusan Teknik Elektro baik secara langsung maupun tidak langsung yang telah banyak membantu dalam menyelesaikan skripsi ini.
6. Teman-teman Jurusan Teknik Elektro Universitas Brawijaya yang telah memberikan semangat serta doa demi terselesaikannya skripsi ini.
7. Semua pihak yang telah membantu hingga terselesaikannya skripsi ini.

Penulis menyadari sepenuhnya atas keterbatasan serta kekurangan yang ada pada tulisan ini, untuk itu penulis mengharapkan kritik dan saran yang dapat menyempurnakan tulisan ini.

Akhirnya penulis berharap semoga tulisan ini bermanfaat bagi pengembangan ilmu dan pengetahuan.

Malang, Oktober 2009

Penulis

## Abstrak

**Ahmad Farhan Afandi**, Jurusan Teknik Elektro, Fakultas Teknik, Universitas Brawijaya, Oktober 2009, *Studi Kelayakan Pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro Hek Kecamatan Bunta Kabupaten Banggai Sulawesi Tengah*, Dosen Pembimbing: Teguh Utomo dan Rini Nur Hasanah.

Tingginya laju permintaan daya listrik yang tidak diimbangi dengan peningkatan penyediaannya mengharuskan adanya pemanfaatan sumber energi alternatif. Pemerintah mendorong pemanfaatan energi alternatif terutama dari energi yang terbarukan, salah satunya adalah energi air. Wilayah Kabupaten Banggai yang berada di Propinsi Sulawesi Tengah memiliki banyak daerah aliran sungai (DAS) yang berpotensi untuk dimanfaatkan menjadi PLTMH (Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro). Salah satunya adalah potensi sumber daya air di DAS Hek yang berada di wilayah kecamatan Bunta yang akan dijadikan PLTMH Hek. Sebelum dibangun PLTMH Hek perlu diadakan studi kelayakan atas pembangunannya.

Dalam skripsi ini dilakukan analisis teknis dan ekonomis terhadap kemungkinan pembangunan PLTMH Hek. Analisis meliputi besarnya potensi tenaga air yang dimiliki daerah tersebut, berapa besarnya daya listrik yang dapat dibangkitkan, teknologi apa yang dapat dipakai dalam pembangunan PLTMH Hek tersebut, serta bagaimana analisis finansial dari rencana pembangunannya. Pada akhirnya dapat ditarik kesimpulan apakah PLTMH Hek tersebut layak untuk dibangun atau tidak.

Secara teknis pembangunan kedua PLTMH Hek layak untuk dilaksanakan karena dengan masing-masing debit  $1,57 \text{ m}^3/\text{dtk}$  dan ketinggian jatuh air  $57,293 \text{ m}$  serta debit  $2,5 \text{ m}^3/\text{dtk}$  dan ketinggian jatuh air  $48,173 \text{ m}$  dapat dibangkitkan daya sebesar  $1750 \text{ kW}$ . Dalam studi kelayakan ini diasumsikan akan dibangun PLTMH dengan kapasitas  $1488 \text{ kW}$ . Secara ekonomis, terdapat 3 alternatif nilai jual energi listrik yang dihasilkan, yaitu  $\text{Rp.1.250,00}$ ,  $\text{Rp.1.500,00}$  dan  $\text{Rp.1.750,00}$  yang memenuhi persyaratan untuk pembangunan PLTMH Hek, karena dari segi lamanya waktu pengembalian modal awal yaitu  $5,14$  tahun,  $4,06$  tahun dan  $3,38$  tahun yang menunjukkan setelah waktu pengembalian terlampaui, pendapatan yang diperoleh merupakan keuntungan bersih dari pembangunan PLTMH Hek, Benefit Cost Ratio (BCR) sebesar  $1,63$ ,  $1,95$  dan  $2,28$  yang lebih besar dari satu, Net Present Value (NPV) sebesar  $\text{Rp } 66.512.845.500,00$ ,  $\text{Rp.101.024.171.000,00}$  dan  $\text{Rp.135.535.496.800,00}$  yang menunjukkan angka positif dan Internal Rate of Return (IRR) sebesar  $9\%$ ,  $11\%$  dan  $14\%$  yang lebih besar dari suku bunga bank. Hal inilah yang menyatakan bahwa PLTMH Hek layak untuk dibangun

**Kata Kunci** : PLTMH, Pembangkit, finansial

DAFTAR ISI

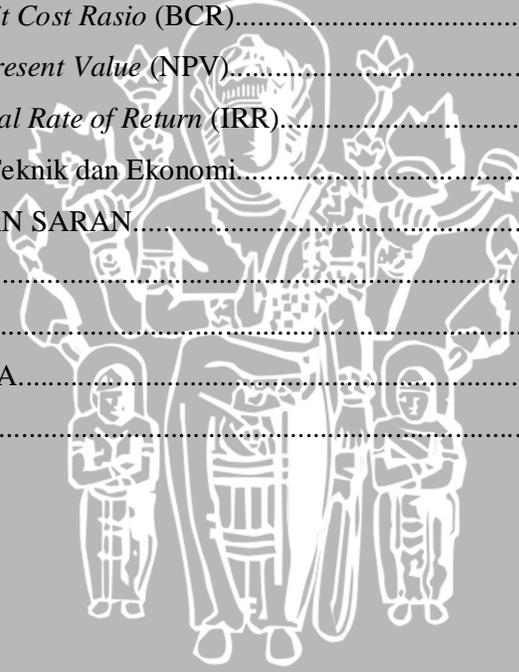
PENGANTAR.....	i
ABSTRAK.....	ii
DAFTAR ISI.....	iii
DAFTAR TABEL.....	vi
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR LAMPIRAN.....	viii
I. PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar belakang.....	1
1.2. Rumusan masalah.....	2
1.3. Batasan masalah.....	2
1.4. Tujuan.....	3
1.5. Sistematika Penulisan.....	3
II. DASAR TEORI.....	4
2.1. Umum.....	4
2.2. Sumber Energi.....	5
2.3. Konversi Energi.....	6
2.4. Tenaga Air.....	6
2.5. Metode Pengukuran Debit air.....	8
2.5.1. Metode Tampung.....	8
2.5.2. Metode Apungan.....	8
2.5.3. Metode Bendung ( <i>Weir</i> ).....	9
2.5.4 Hidrometri.....	10
2.6. Analisis Hidrologi.....	13
2.6.1. Hujan Rata-Rata.....	13
2.6.2. Hujan Andalan.....	13
2.6.3. Prediksi Debit Sungai dengan Metode NRECA.....	13
2.6.4. Debit Andalan dengan Metode Weibull.....	13
2.7. Metode Penentuan Tinggi jatuh air (H).....	14
2.7.1. Peta Topografi.....	14
2.7.2. Sisi Fotografi.....	14
2.7.3. Altimeter Jinjing.....	15



2.7.4. Peralatan Geodesi Profesional.....	15
2.8. Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro.....	15
2.8.1. Komponen Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro.....	16
2.9. Perencanaan Pekerjaan Mekanikal Elektrik.....	17
2.9.1. Pipa Pesat.....	17
2.9.1.1 Debit air pada pipa pesat.....	18
2.9.1.2. Kecepatan air pada pipa pesat.....	18
2.9.1.3. Diameter Pipa Pesat.....	18
2.9.2. Kehilangan Tinggi.....	18
2.9.3 Tinggi efektif.....	20
2.9.4 Turbin.....	20
2.9.4.1. Jenis-jenis Turbin.....	20
2.9.4.2 Penentuan Tipe turbin.....	24
2.9.5. Karakteristik dan Dimensi Turbin.....	25
2.9.6. Generator.....	30
2.9.7. Transformator Distribusi.....	31
2.9.8. Saluran Udara Tegangan Menengah dan Saluran Udara Tegangan Rendah (SUTM dan SUTR).....	32
2.10. Perhitungan untuk Analisis Ekonomi.....	32
2.10.1. Perkiraan Biaya Investasi/ <i>Cost Flow</i> (CF).....	33
2.10.2. Proyeksi Pendapatan (I).....	33
2.10.3. Aliran Kas Bersih (A).....	34
2.10.4. Periode Pengembalian (n).....	34
2.10.5. <i>Benefit Cost Ratio</i> (BCR).....	34
2.10.5. <i>Net Present Value</i> (NPV).....	35
2.10.6. <i>Internal Rate of Return</i> (IRR).....	35
III. METODOLOGI PENELITIAN.....	37
3.1. Kondisi Umum.....	37
3.2. Kerangka Umum.....	38
IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN.....	42
4.1. Data Topografi.....	42
4.2 Hasil Analisis Hidrologi.....	43
4.3 Parameter PLTMH Hek.....	43



4.4	Perencanaan Pekerjaan Mekanikal Elektrik.....	43
4.4.1.	Pipa Pesat.....	43
4.4.2.	Perhitungan Kehilangan Tinggi.....	44
4.4.3	Perhitungan Tinggi Efektif.....	45
4.4.4	Turbin.....	46
4.4.5.	Generator.....	48
4.4.6	Transformator Utama.....	50
4.5	Analisis Ekonomi.....	51
4.5.1	Perkiraan Biaya Investasi / <i>Cost Flow</i> (CF).....	51
4.5.2	Proyeksi Pendapatan (I).....	52
4.5.3	Aliran Kas Bersih (A).....	54
4.5.4	Periode Pengembalian (n).....	55
4.5.5	<i>Benefit Cost Ratio</i> (BCR).....	55
4.5.6	<i>Net Present Value</i> (NPV).....	57
4.5.7	<i>Internal Rate of Return</i> (IRR).....	57
4.6	Pembahasan Teknik dan Ekonomi.....	58
V.	KESIMPULAN DAN SARAN.....	61
5.1	Kesimpulan.....	61
5.2	Saran.....	61
	DAFTAR PUSTAKA.....	62
	LAMPIRAN.....	63



DAFTAR TABEL

No.	Judul	Halaman
Tabel 2.1.	Nilai sudut dalam belokan.....	20
Tabel 2.2.	Penentuan tipe Turbin berdasarkan kecepatan jenis.....	24
Tabel 2.3.	Klasifikasi turbin berdasarkan tinggi jatuh.....	24
Tabel 2.4.	Klasifikasi turbin berdasarkan kecepatan jenis.....	25
Tabel 2.5.	Parameter pemilihan <i>runner</i> turbin francis.....	28
Tabel 2.6.	Pemilihan pengaturan poros pada turbin francis.....	29
Tabel 3.1.	Data kelistrikan PT.PLN(persero) Ranting Bunta.....	41
Tabel 4.1	Standar tegangan generator.....	49
Tabel 4.2	Rincian perkiraan biaya investasi	52
Tabel 4.3	Alternatif harga jual.....	53
Tabel 4.4	Biaya proyeksi pendapatan.....	54
Tabel 4.5	Rincian aliran kas bersih alternatif 1.....	54
Tabel 4.6	Rincian aliran kas bersih alternatif 2.....	54
Tabel 4.7	Rincian aliran kas bersih alternatif 3.....	55
Tabel 4.8	Ringkasan perhitungan kelayakan finansial PLTMH Hek alternatif 1.....	58
Tabel 4.9	Ringkasan perhitungan kelayakan finansial PLTMH Hek alternatif 2.....	59
Tabel 4.10	Ringkasan perhitungan kelayakan finansial PLTMH Hek alternatif 3.....	59



DAFTAR GAMBAR

No.	Judul	Halaman
Gambar 2.1.	Currentt Meter Digital.....	11
Gambar 2.2.	Bagan Pengukuran Debit dengan <i>Mean Area Method</i> .....	12
Gambar 2.3.	Bagian-bagian dari PLTMH.....	16
Gambar 2.4..	Konstruksi Turbin Pelton.....	22
Gambar 2.5.	Konstruksi Turbin Francis.....	23
Gambar 2.6.	Konstruksi Turbin Bangki.....	24
Gambar 2.7.	Pemilihan jenis turbin berdasarkan tinggi jatuh dan daya keluaran.....	25
Gambar 2.8.	Pemilihan tipe jenis turbin francis dan propeller.....	27
Gambar 2.9.	Kurva karakteristik dari turbin francis.....	29
Gambar 2.10.	Peta lokasi PLTMH Hek.....	37
Gambar 3.1.	Lokasi Bendung Hek.....	37
Gambar 3.2.	Kerangka Umum Pengerjaan Skripsi.....	38
Gambar 3.3.	Peta Topografi PLTM Hek A .....	39
Gambar 3.4.	Peta Topografi PLTM Hek B .....	40



## DAFTAR LAMPIRAN

No.	Judul	Halaman
Lampiran 1	Perhitungan alternatif 1.....	64
Lampiran 2	Perhitungan alternatif 2.....	66
Lampiran 3	Perhitungan alternatif 3.....	68
Lampiran 4	Denah bangunan pengambilan PLTMH Hek A.....	70
Lampiran 5	Gambar situasi dan potongan memanjang pipa <i>penstock</i> PLTMH Hek A.....	71
Lampiran 6	Denah bangunan pengambilan PLTMH Hek B.....	72
Lampiran 7	Gambar situasi dan potongan memanjang pipa <i>penstock</i> PLTMH Hek A.....	73
Lampiran 8	Data curah hujan harian maksimum (mm/hari).....	74
Lampiran 9	Data curah hujan bulanan maksimum (mm/hari).....	75
Lampiran 10	Analisis peluang kejadian hujan menggunakan metode <i>weibul</i> .....	76
Lampiran 11	Debit andalan DAS Hek dengan metode <i>weibul</i> .....	77

## BAB I PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Kebutuhan akan energi listrik semakin meningkat seiring pertumbuhan jumlah penduduk yang begitu pesat dan pertumbuhan ekonomi negara yang semakin membaik. Pertumbuhan ekonomi yang semakin baik mendorong berdirinya industri-industri baik industri rumah tangga, industri kecil maupun industri besar yang juga sangat membutuhkan pasokan energi listrik sehingga mempengaruhi peningkatan pemanfaatan energi khususnya energi listrik. Sayangnya, peningkatan pemanfaatan energi listrik tersebut tidak diimbangi dengan peningkatan penyediaan energi listrik oleh PLN (Persero). Penyediaan energi listrik oleh PLN belum mencukupi permintaan akan energi listrik yang ada..

Selama ini, penyediaan energi listrik mayoritas dipenuhi dengan memanfaatkan sumber energi tak terbarukan (*unrenewable*) seperti BBM, gas alam dan batu bara. Sedangkan pemanfaatan sumber energi terbarukan (*renewable*) yang dapat dimanfaatkan antara lain matahari, air, angin, geotermal, biomassa, dan biogas. Kiranya perlu ditingkatkan pemanfaatan sumber energi terbarukan mengingat potensi yang ada di negara Indonesia terutama di luar Pulau Jawa.

Wilayah Kabupaten Banggai adalah salah satu kabupaten di Propinsi Sulawesi Tengah dengan kondisi morfologinya perbukitan khususnya di wilayah bagian tengah, dengan kondisi morfologiya demikian menjadikan wilayah Kabupaten Banggai memiliki banyak daerah aliran sungai (DAS) yang berpotensi untuk dimanfaatkan menjadi pembangkit listrik tenaga air skala kecil atau disebut PLTMH (Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro) yang lokasinya tersebar. Salah satunya adalah memanfaatkan potensi sumber daya air di DAS Hek yang berada di wilayah kecamatan Bunta yang akan dijadikan PLTMH Hek.

Sungai Hek yang menjadi sumber daya air mempunyai tiga anak sungai berhulu pada kaki perbukitan di bagian tengah Sulawesi Tengah, mengalir kearah Utara kemudian bermuara di teluk Tomini. Pertemuan aliran dari tiga anak sungai dibuat bendung oleh penduduk setempat yang diberi nama bendung Hek. Bendung ini dibangun untuk mengaliri sawah di wilayah tersebut. Salah satu anak sungai Hek memiliki debit yang relatif besar, sehingga memungkinkan potensi air tersebut untuk dibuat Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro (PLTM). Lokasi calon PLTMH Hek

terletak pada daerah perbukitan bergelombang dengan variasi ketinggian berkisar antara 30-40 meter di atas permukaan laut

Wilayah kecamatan Bunta yang berada di wilayah Kabupaten Banggai Propinsi Sulawesi Tengah, sampai dengan saat ini memerlukan tambahan pasokan listrik. Saat ini listrik di daerah tersebut masih harus hidup selama 6 (enam) jam sehari dengan beban puncak 1270 kW yang didapatkan dari PLTD Bunta. Tambahan pasokan listrik akan sangat membantu untuk keperluan kemajuan ekonomi daerah yang cukup strategis.

Upaya pemerintah untuk menunjang pembangunan di Kabupaten Banggai dengan menyediakan kecukupan ketersediaan listrik. Namun kondisi saat ini, ketersediaan tenaga listrik di PLN Cabang Luwuk masih belum dapat memenuhi kebutuhan konsumen, yang dapat diketahui dengan adanya pemadaman listrik di beberapa daerah

Dengan adanya potensi sumber daya air yang cukup melimpah maka penulis ingin melakukan studi kelayakan pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro (PLTMH) di sungai (DAS) Hek yang berada di wilayah Bunta Kabupaten Banggai Sulawesi Tengah.

## 1.2 Rumusan Masalah

Adapun rumusan masalah yang akan dibahas dalam skripsi ini adalah bagaimana kelayakan pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro (PLTMH) di sungai (DAS) Hek yang berada di wilayah Bunta Kabupaten Banggai Sulawesi Tengah ditinjau dari aspek teknis dan ekonomis.

## 1.3 Batasan Masalah

Pembahasan skripsi ini dibatasi oleh hal-hal sebagai berikut:

- a. Pembahasan analisis ditinjau dari segi teknis dan ekonomi pada PLTMH Hek
- b. Tidak membahas cara memperoleh debit air
- c. Pembahasan teknis terbatas pada masalah mekanik dan elektrik.
- d. Konstruksi sipil hanya sebagai penunjang untuk pembahasan mekanikal dan elektrik.
- e. Pembahasan secara ekonomi terbatas pada masalah:
  1. Perkiraan biaya investasi/*Cost Flow* (CF).
  2. Proyeksi pendapatan (I).
  3. Aliran kas bersih per tahun (A).

4. Periode pengembalian (n).
5. *Benefit Cost Ratio* (BCR)
6. *Net Present Value* (NPV).
7. *Internal Rate of Return* (IRR).

#### 1.4 Tujuan

Tujuan dari penelitian skripsi ini adalah untuk melakukan studi kelayakan terhadap rencana pembangunan Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro Hek yang terletak di Kecamatan Bunta Kabupaten Banggai Sulawesi Tengah sebagai acuan dan rekomendasi atas pembangunannya.

#### 1.5 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan yang digunakan dalam penyusunan skripsi ini adalah sebagai berikut:

- BAB I. Berisi Pendahuluan yang membahas tentang latar belakang, rumusan masalah, batasan masalah, tujuan, dan sistematika penulisan dari skripsi ini.
- BAB II. Berisi Tinjauan Pustaka mengenai teknologi PLTMH, sistem konversi energi pada PLTMH, komponen-komponen PLTMH dan dasar perhitungan ekonomis.
- BAB III. Berisi Metodologi yang membahas tentang metode penelitian dalam menyelesaikan skripsi
- BAB IV. Berisi Analisis Data yang membahas analisis teknis dan ekonomis dari pembangunan PLTMH Hek.
- BAB V. Berisi Penutup yang terdiri dari kesimpulan dan saran

## BAB II DASAR TEORI

### 2.1 Umum

Di negara berkembang, umumnya kelistrikan dikuasai oleh negara. Demikian juga di Indonesia, kelistrikan dikuasai dan diatur oleh negara, yang dalam hal ini, pelaksanaannya dilakukan oleh PT. PLN (Persero) yang merupakan perusahaan negara. Mulai dari pembangkitan, transmisi, dan distribusi tenaga listrik di Indonesia dilakukan oleh PLN sebagai perusahaan negara, hal ini dikarenakan listrik merupakan komoditi yang dianggap menguasai hajat hidup orang banyak yang dikuasai oleh negara seperti yang diamanatkan dalam Undang-Undang Dasar 1945.

Sistem pembangkit listrik PLN saat ini merupakan sistem pembangkit kombinasi antara pembangkit modern dan pembangkit lama dari jaman kolonial. Sistem pembangkit lama merupakan sistem pembangkit yang mengandalkan sumber energi terbarukan seperti Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA), sedangkan sistem pembangkit modern pada umumnya berupa pembangkit thermal yang berbahan bakar batu bara, minyak ataupun gas.

Krisis energi yang diawali dengan krisis ekonomi mulai tahun 1998 memaksa negara untuk mencari alternatif lain dalam penyediaan energi listrik. Negara mengisyaratkan penggunaan dan pemanfaatan sumber energi alternatif khususnya sumber energi yang terbarukan. Negara sangat mendorong adanya pembaharuan dalam sistem energi terutama dalam penambahan kapasitas pembangkitan tenaga listrik.

Salah satu sumber energi yang dapat menggantikan minyak bumi adalah air. Potensi tenaga air ini dapat digunakan untuk pembangkitan listrik. Pemanfaatan tenaga air untuk pembangkitan listrik ini sudah dilakukan oleh manusia sejak ditemukannya kincir air atau *water wheel*. Kincir air ini berkembang sampai ditemukannya turbin, dimana perkembangan ini ditujukan untuk mendapatkan efisiensi yang lebih tinggi agar pemanfaatan tenaga air yang ada memberikan hasil yang seoptimal mungkin.

Air mempunyai sifat alam yaitu mengalir dari tempat yang lebih tinggi ke tempat yang lebih rendah. Dari beda ketinggian tersebut maka air dikatakan mempunyai energi potensial dan energi ini dapat dimanfaatkan untuk memutar roda turbin. Energi potensial yang berada di dalam pipa akan mengalir berubah menjadi energi kinetis.

Selanjutnya di dalam turbin air, energi kinetis air diubah menjadi energi mekanik dengan berputarnya roda turbin.

## 2.2 Sumber Energi

Energi berarti kemampuan untuk melakukan usaha/kerja. Sesuai dengan hukum kekekalan energi, energi tidak dapat diciptakan atau dimusnahkan, energi hanya dapat diubah dari bentuk energi yang satu ke bentuk energi yang lain. Jadi pada dasarnya energi tidak akan habis karena telah dipakai. Energi tidak hanya dipergunakan oleh manusia saja, semua makhluk yang hidup pada dasarnya memerlukan energi. Dilihat dari sisi manusia yang terus berkembang dan bertambah banyak, maka kebutuhan energi juga akan meningkat dari waktu ke waktu.

Manusia selalu berupaya mengembangkan ilmu pengetahuan dan teknologi untuk dapat memanfaatkan sumber daya energi secara optimal melalui proses konversi dari sumber daya energi primer menjadi energi sekunder dan energi guna. Di dunia ini banyak sekali sumber-sumber energi yang belum dimanfaatkan secara maksimum, terutama sumber-sumber energi alternatif yang terbarukan diantaranya air, sinar matahari dan angin.

Sumber daya energi primer pada dasarnya semua berasal dari proses alamiah yang terjadi sebagai akibat dari pancaran radiasi energi dari matahari. Sumber daya energi primer dapat diklasifikasikan menjadi 2 (dua) jenis energi, yaitu: (Wibawa, U, 2001:1-13)

1. Energi Tak Terbarukan (*unrenewable energy*), yang dikenal pula dengan istilah energi fosil, adalah jenis sumber daya energi primer yang habis dipakai, dan tidak dapat diperbaharui lagi, baik secara alamiah maupun dengan bantuan teknologi. Termasuk di sini antara lain: minyak bumi, batubara, dan gas alam.
2. Energi Terbarukan (*renewable energy*), yang dikenal pula dengan istilah energi regeneratif, adalah jenis sumber daya energi primer yang tidak habis dipakai, dalam artian dapat diperbaharui lagi, baik secara alamiah maupun dengan bantuan teknologi (regenerasi). Termasuk disini antara lain: matahari, air, angin, geothermal, biomassa, dan biogas.

Kekaguman manusia terhadap semua gejala alam telah menimbulkan daya tarik untuk memanfaatkannya bagi kesejahteraan hidupnya. Pasang surut lautan, panas matahari, angin, semuanya dianggap memang diciptakan guna memenuhi kebutuhan mereka akan sumber energi untuk mencapai kesejahteraan hidup umat manusia. Ada tiga

sumber energi utama yang sudah digunakan sebagai pembangkit energi secara besar-besaran sehingga sering disebut sebagai energi konvensional yaitu tenaga uap, tenaga air dan tenaga nuklir (Dandekar, 1991:1). Ada pula sumber daya energi yang tidak diklasifikasikan sebagai sumber energi konvensional antara lain tenaga pasang surut air laut, tenaga panas matahari, tenaga panas bumi, tenaga angin dan tenaga medan magnet hidrodinamik (Dandekar,1991:2).

### 2.3 Konversi Energi

Konversi energi dipahami sebagai proses perubahan energi dari bentuk yang satu ke bentuk lainnya, misalnya dari energi primer berubah menjadi energi sekunder. Bentuk energi primer seperti: kayu bakar, batu bara, minyak bumi, gas alam, matahari, angin, air, biomassa, sampai dengan biogas akan diubah menjadi bentuk energi sekunder, agar lebih dapat dimanfaatkan atau lebih mudah diangkut/dibawa, misalnya: bensin dari minyak bumi, atau elektrik dari batubara. Energi primer juga dapat langsung dimanfaatkan sebagai energi guna, untuk memenuhi kebutuhan manusia, misalnya energi gerak, energi panas dan energi cahaya (Wibawa, U, 2001:1-5). Bentuk energi sekunder yang paling sering ditemui dan dimanfaatkan oleh manusia adalah: energi panas, energi mekanik dan energi elektrik.

### 2.4 Tenaga Air

Potensi tenaga air didapat pada sungai yang mengalir di daerah pegunungan. Untuk dapat memanfaatkan potensi tenaga air ini, maka kita perlu membendung sungai tersebut dan airnya disalurkan ke bangunan air PLTA. Ditinjau dari cara membendung air, PLTA dapat dibagi menjadi dua kategori, yaitu (Djiteng, 2005: 88):

- a. PLTA *run-off river*
- b. PLTA dengan kolam tandon (*reservoir*)

Pada PLTA *run off river*, air sungai dialihkan dengan menggunakan dam yang dibangun memotong aliran sungai. Air sungai ini kemudian disalurkan ke bangunan air PLTA. Sedangkan pada PLTA dengan *reservoir*, aliran sungai dibendung dengan bendungan besar agar terjadi penimbunan air sehingga terjadi *reservoir*. Selanjutnya air dari reservoir dialirkan ke bangunan air PLTA.

Secara garis besar, bangunan air ini terdiri dari saluran air yang terbuka atau tertutup (terowongan) sampai pada tabung peredam. Sebelum tabung peredam terdapat katup pengaman dan setelah tabung peredam terdapat saluran air berupa pipa pesat yang

harus tahan guncangan tekanan air. Tabung peredam (*surge tank*) berfungsi meredam guncangan tekanan air yang terjadi dalam pipa pesat.

Pada ujung bawah pipa pesat terdapat katup utama turbin. Dari katup utama turbin, air menuju ke katup pengatur turbin, lalu air mengenai roda air turbin yang mengubah energi potensial air menjadi energi mekanik roda air turbin.

Kategori penamaan pembangkit tenaga listrik berdasarkan kapasitas unit pembangkit adalah (Patty 1995 : 34):

1. Pembangkit Listrik Tenaga Pikohidro : s/d 2 kilowatt
2. Pembangkit Listrik Tenaga Mikrohidro : 2 s/d 200 kilowatt
3. Pembangkit Listrik Tenaga Minihidro : 200 s/d 2 megawatt
4. Pembangkit Listrik Tenaga Air Kecil : 2 megawatt s/d 5 megawatt
5. Pembangkit Listrik Tenaga Air (PLTA) : diatas 5 megawatt

Berdasarkan hubungan dengan jaringan PLN, Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro (PLTMH) dapat digolongkan dalam dua jenis yaitu:

1. Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro (PLTMH) *on grid*

Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro (PLTMH) *on grid* yaitu PLTMH yang jaringan listriknya terhubung dengan jaringan PLN. Pada PLTMH ini daya yang dihasilkan akan ditransmisikan menggunakan jaringan PLN dengan melalui sistem kerjasama. Kerjasama di sini bisa berupa sewa jaringan ataupun kontrak jual beli. Ada aturan-aturan yang telah ada baik itu undang-undang, peraturan pemerintah ataupun keputusan menteri dalam pelaksanaan sewa jaringan maupun kontrak jual beli. Tanggung jawab pada sistem terdapat pembagian. Mulai dari sistem pembangkitan sampai titik interkoneksi dengan jaringan PLN menjadi tanggung jawab individu atau pemilik pembangkit. Sedangkan pada sistem transmisi menjadi tanggung jawab PLN. Tanggung jawab di sini baik masalah instalasi ataupun perawatannya.

2. Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro (PLTMH) *off grid*

Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro (PLTMH) *off grid* yaitu PLTMH yang jaringan listriknya tidak terhubung dengan jaringan PLN atau berdiri sendiri. Pada PLTMH ini daya yang dihasilkan akan dipergunakan untuk kepentingan individu, kelompok ataupun organisasi, baik untuk kepentingan penerangan ataupun industri. Di sini, baik instalasi ataupun perawatan menjadi tanggung jawab pribadi/individu ataupun organisasi. PLTMH jenis ini biasanya ada di daerah terpencil dan tidak ada jaringan PLN.

## 2.5 Metode Pengukuran Debit Air (Q)

### 2.5.1 Metode Tampung

Untuk mengetahui debit air dari sungai atau saluran air yang kecil dapat digunakan metode tampung. Untuk sementara air dibendung dan seluruh aliran dialihkan ke dalam bejana atau bak sebagai tempat penampung yang telah diketahui volumenya. Dengan seksama dihitung waktu yang diperlukan untuk memenuhi bejana tersebut dalam detik. Bila diperlukan waktu  $t$  detik untuk mengisi penuh tempat penampungan dengan volume  $V$  liter, maka debitnya adalah  $Q = V/t$  (liter/det)

### 2.5.2 Metode Apungan

Metode ini dapat dipakai untuk sungai atau saluran air yang lebih besar. Jika dilakukan dengan seksama dan diulang beberapa kali, metode ini akan memberikan hasil yang cukup tepat. Untuk metode ini luas penampang melintang sungai dan kecepatan aliran harus diketahui.

Luas penampang melintang sungai harus ditentukan pada suatu tempat yang mudah untuk dilakukan pengukuran, sebaiknya di tengah aliran sungai yang lurus. Bila lebar sungai diukur, kemudian dengan menggunakan tongkat pengukur, kedalaman sungai diukur sepanjang lebar sungai.

Kedalaman pada lebar itu dicatat dan diambil rata-ratanya. Selanjutnya rata-rata kedalaman itu dikalikan dengan lebar untuk mendapatkan luas penampang melintang sungai atau dengan persamaan: (Mismail, Budiono 1991/1992:111)

$$A = w d \quad (2.1)$$

dengan :

$A$  = Luas penampang melintang ( $m^2$ )

$w$  = Lebar sungai (m)

$d$  = Kedalaman rata-rata (m)

Kecepatan aliran dapat ditentukan dengan memilih aliran sungai yang mendekati lurus dan memiliki luas penampang yang hampir sama untuk jarak yang cukup. Beri tanda dua titik di ujungnya yaitu titik awal dan titik akhir. Letakkan pelampung di titik awal, lalu catat waktu yang diperlukan pelampung untuk menempuh lintasan dari titik

awal sampai titik akhir dalam detik. Dari data ini diperoleh kecepatan aliran dengan menggunakan persamaan: (Mismail, Budiono 1991/1992:112)

$$v = \frac{l}{t} \quad (2.2)$$

dengan :

- v = Kecepatan aliran air (m/det)
- l = Jarak titik awal ke titik akhir (m)
- t = Waktu tempuh (detik)

Debit air dapat diketahui dengan mengalikan kecepatan aliran air rata-rata dengan luas penampang melintang sesuai dengan persamaan: [Mismail, 1991/1992:114]

$$Q = A v \quad (2.3)$$

dengan:

- Q = Debit air (m<sup>3</sup>/det)
- A = Luas penampang (m<sup>2</sup>)
- v = Kecepatan aliran (m/det)

Tetapi kecepatan pelampung itu tidak mewakili kecepatan air di semua titik di sungai. Di tepian dan dasar sungai air mengalir lebih lambat dibandingkan dengan aliran di tengah atau di dekat permukaan air karena gesekan dengan dasar dan tepian sungai. Oleh karena itu perlu dikalikan dengan sebuah faktor koreksi ( $f_k$ ) yang tergantung kepada kekasaran atau kehalusan dasar dan tepian sungai. Faktor koreksi tersebut berkisar antara 0,6 untuk sungai pegunungan yang berbatu-batu sampai 0,86 untuk sungai dengan tepian dan dasar yang licin(Mismail, Budiono 1991/1992:112).

### 2.5.3 Metode Bendung (*Weir*)

Cara ketiga untuk menentukan debit air adalah dengan metode bendung. Cara ini akurat dan dapat digunakan untuk mengukur debit sungai apa saja yang dangkal yang akan menyulitkan bila memakai metode pelampung. Tetapi metode ini cukup rumit untuk dilaksanakan. Pertama, dibuat bendung pengukur yang tegak lurus terhadap aliran sungai dengan bukaan pelimpah segi empat di tengah-tengahnya. Perlu diperkirakan besar debit itu sebelum membangun bendung tersebut. Lebar bukaan (W) harus

sekurang-kurangnya tiga kali tingginya dan tepi bawahnya harus benar-benar mendatar. Alas dan tepi samping bukaan harus dimiringkan bersudut sekurang-kurangnya  $45^{\circ}$ , dengan bagian yang tajam terletak di hulu. Bangunan bendung itu dapat dibuat dari kayu dengan semua tepi dan alasnya dilapisi dengan tanah liat dan karung pasir. Penduga kedalaman dapat dilakukan dengan memasang tongkat meteran di arah hulu sekurang-kurangnya 2 meter dari bendung. Titik nol penduga dibuat sama dengan tinggi alas bukaan. Kedalaman air ( $d$ ) dihitung dari alas bukaan bendung sampai dengan tinggi muka air. Selanjutnya debit air yang melalui bendung dapat dihitung dengan persamaan berikut (Mismail, Budiono 1991/1992:115):

$$Q = 0.544 \cdot W \cdot d \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot d} \quad \text{m}^3/\text{det.} \quad (2.4)$$

Jika bendung akan digunakan selama-lamanya, pemeriksaan berkala perlu dilakukan terutama terhadap kebocoran yang terjadi di tepi dan di dasar bendung.

#### 2.5.4 Hidrometri

Hidrometri adalah ilmu yang mempelajari cara-cara pengukuran air (Sri Harto Br, 2000: 95). Hasil analisis hidrometri menjadi dasar untuk mengidentifikasi besaran potensi sumber daya air yang terkandung dalam setiap sumber air.

Pengukuran debit di saluran/sungai memerlukan 2 (dua) pengukuran yaitu luas penampang aliran ( $A$ ) dan kecepatan aliran ( $v$ ). Dalam praktek terdapat 2 (dua) cara pengukuran debit, yaitu :

1. Pengukuran langsung (*direct measurement*) misalnya dilakukan dengan current meter.
2. Pengukuran tidak langsung (*indirect measurement*), misalnya dengan metode *slope area*, *velocity area*, dan beberapa konstruksi khusus seperti penyempitan penampang saluran, bendung, gorong dan *flumes*.

Dalam studi ini untuk mengetahui debit aliran sungai digunakan alat *Current Meter Digital* seperti ditunjukkan pada Gambar 2.1 berikut:



**Gambar 2.1 Current Meter Digital**

Sumber: (Lab. Hidrolika Dasar, Jurusan Teknik Pengairan)

Spesifikasi alat ukur kecepatan (*current meter*) :

- Nama : *Current Meter*
- Jenis : Digital
- Merk : Vale Port
- Tahun Pembuatan : 22/07/2003
- Nomor Seri : BSM 002 S/N 2181
- Model : Vale Port 0012 Versi 3.02
- Serial Number : 21025
- Display Type : 0012B CBU
- Sirmware Version : 8008749C

Debit aliran dapat diperoleh dengan persamaan (Sri Harto Br, 2000: 104):

$$Q = A \times v \quad (2.5)$$

dengan:

- Q = debit (m<sup>3</sup>/detik)
- A = luas penampang basah saluran (m<sup>2</sup>)
- v = kecepatan air rata-rata (m/detik)

Dalam praktek tidak dijumpai alat yang dapat digunakan untuk melakukan pengukuran langsung kecepatan rata-rata penampang sungai. *Current meter* hanya dapat digunakan untuk mengukur kecepatan pada satu titik dalam penampang sungai, sedangkan yang diperlukan adalah kecepatan rata-rata penampang. Oleh sebab itu maka harus dicari cara untuk memperoleh besaran debit.

Apabila dikehendaki pengukuran kecepatan yang lebih dari satu titik, dapat dilakukan pengukuran pada dua titik, dengan kedalaman masing-masing 0,2h dan 0,8h dan kecepatan rata-rata dihitung dengan persamaan :

$$\bar{v} = \frac{v_{0,2h} + v_{0,8h}}{2} \quad (2-6)$$

Apabila dikehendaki pengukuran di lebih banyak vertikal, dapat digunakan persamaan berikut untuk pengukuran 3 (tiga) titik :

$$\bar{v} = \frac{v_{0,2h} + v_{0,6h} + v_{0,8h}}{3} \quad (2-7)$$

dimana:

$\bar{v}$  = kecepatan aliran rata-rata dalam satu garis vertikal (m/detik)

$v_{0,2h}, v_{0,6h}, v_{0,8h}$  = kecepatan aliran pada kedalaman 0,2h; 0,6h, 0,8h

$h$  = tinggi muka air (m)

Dengan demikian, maka pengukuran dilakukan dengan menempatkan *current meter* pada kedalaman tersebut, setelah terlebih dahulu kedalamannya diukur. Selanjutnya maka debit penampang sungai/saluran (Q) dapat dihitung dengan :

$$Q = \sum q_i \quad (2-8)$$

dimana:

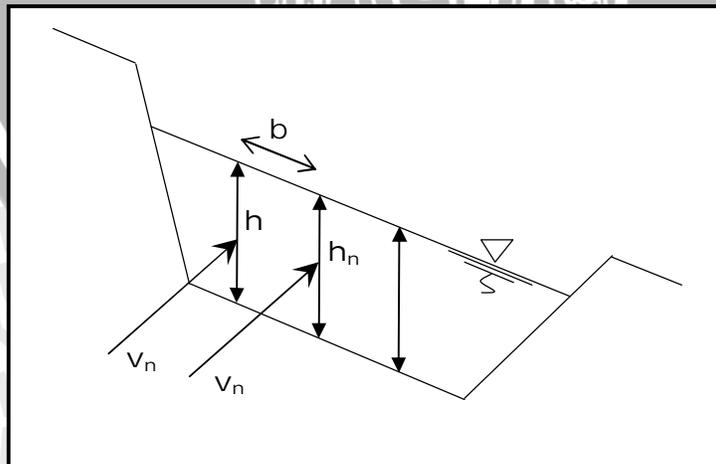
$Q$  = debit penampang sungai/saluran (m<sup>3</sup>/detik)

$q_i$  = debit tiap segmen (m<sup>3</sup>/detik)

Debit tiap segmen dalam *mean area method*, dapat dihitung sebagai berikut :

$$q_i = b \times \frac{h_n + h_{n+1}}{2} \times \frac{v_n + v_{n+1}}{2} \quad (2-9)$$

Bagan pengukuran debit dengan *mean area method* ditunjukkan pada gambar 2.2



Gambar 2.2 Bagan Pengukuran Debit dengan *Mean Area Method*

Sumber: (Sri Harto, 2000: 106)

## 2.6 Analisis Hidrologi

### 2.6.1 Hujan Rata-rata

Curah hujan yang diperlukan untuk penyusunan suatu rancangan pemanfaatan air adalah curah hujan rata-rata di seluruh daerah yang bersangkutan, bukan curah hujan pada satu titik tertentu. Curah hujan ini disebut curah hujan daerah yang dinyatakan dalam millimeter.

### 2.6.2 Hujan Andalan

Setelah didapatkan besarnya curah hujan rata-rata di lokasi studi, maka untuk menentukan ketersediaan air hujan/curah hujan dengan peluang keandalan tertentu (hujan andalan) dapat dilakukan dengan pendekatan analisis peluang dengan **Metode Weibull**. Rumusan peluang yang diberikan adalah:

$$P(X_m) = \frac{m}{N+1} \quad (2-10)$$

dengan:

$P(X_m)$  = Peluang terjadinya kumpulan nilai curah hujan yang diharapkan selama periode pengamatan.

$N$  = Jumlah pengamatan dari data hujan.

$m$  = Nomor urut kejadian atau peringkat kejadian.

### 2.6.3 Prediksi Debit Sungai dengan Metode NRECA

Model NRECA pertama kali dikenalkan oleh Norman H. Crawford (1985), dimana model ini merupakan model konsepsi yang bersifat deteministik, karena basisnya didasari atas teori. Untuk mengetahui ketersediaan air di sungai diperlukan data yang cukup panjang dan handal, sehingga informasi keragaman debit terhadap waktu dan kejadian debit rendah dan tinggi dapat tercakup dan mewakili kejadian-kejadian tersebut. Dengan data yang cukup panjang dapat digunakan analisa statistik untuk mengetahui gambaran umum secara kuantitatif besaran jumlah air dalam bentuk nilai statistik dasar seperti rata-rata, simpangan baku, kepencengan, dan korelasi serial. Kenyataan di lapangan, data debit aliran biasanya hanya pendek dan kurang layak atau malah tidak ada. Salah satu cara untuk memperkirakan ketersediaan air dapat digunakan bantuan Model NRECA (Adidarma dan Mulyantari, 2003).

### 2.6.4 Debit Andalan dengan Metode Weibull

Penentuan debit andalan dalam suatu pekerjaan biasanya dicari terlebih dahulu guna penentuan debit perencanaan yang diharapkan tersedia di sungai. Debit andalan dapat dicari dengan membuat terlebih dahulu garis durasi untuk debit-debit yang

disamai atau dilampaui. Setelah itu baru ditetapkan frekuensi kejadian yang didalamnya terdapat paling sedikit satu kegagalan.

Dengan data cukup panjang dapat digunakan analisis statistika untuk mengetahui gambaran umum secara kuantitatif besaran jumlah air. Metode yang digunakan dalam analisis distribusi peluang adalah **Metode Weibull** dengan persamaan seperti ditunjukkan pada persamaan (2-10).

## 2.7. Metode Penentuan Tinggi Jatuh Air (H)

Tinggi jatuh efektif dibagi kedalam dua keadaan, yaitu tinggi jatuh efektif pada turbin reaksi dan tinggi jatuh pada turbin impuls. Pada turbin reaksi tinggi jatuh efektif adalah tinggi dari muka air di titik penyadapan ke permukaan air sungai di tempat air kembali. Pada turbin impuls tinggi jatuh efektif adalah tinggi jatuh dari muka air di titik penyadapan ke titik terendah dari mangkok turbin atau titik pusat ujung pipa pesat (*nozzle*) dikurangi dengan kehilangan tinggi.

Ada beberapa metode yang biasa digunakan dalam menentukan tinggi jatuh air dengan menggunakan prinsip beda ketinggian.

### 2.7.1 Peta Topografi

Pada sistem dengan tinggi jatuh air yang besar, peta topografi dari tempat atau lokasi yang diselidiki dapat memberikan identifikasi besarnya selisih antara tinggi air masuk yang direncanakan dan tinggi air pada tempat buangnya. Tetapi ketepatan pembacaan peta sangat terbatas, sehingga cara ini hanya dapat digunakan sebagai perkiraan saja. Pada sistem dengan tinggi jatuh air yang tidak besar/rendah, cara ini jelas tidak dapat digunakan. Hal ini dikarenakan pada pemetaan umumnya hanya memperlihatkan beda elevasi yang cukup besar. Sedangkan untuk beda ketinggian yang kecil tidak akan terlihat.

### 2.7.2 Sigi Fotografi

Sigi Fotografi merupakan cara yang dapat memberikan hasil yang cukup akurat bagi mereka yang sudah terbiasa dengan kiat geodesi fotografi. Dari gambar yang diambil pada lokasi dapat ditentukan tingginya sesuai dengan skalanya. Cara ini memerlukan keahlian dan pelatihan khusus, tidak dapat dipakai oleh setiap orang apalagi yang hanya seorang amatir.

### 2.7.3 Altimeter Jinjing

Altimeter saku dapat memberikan perkiraan perbedaan tinggi antara tempat air masuk dan air yang keluar di pembuangan. Tetapi ketepatannya tidak dapat digunakan untuk perhitungan yang serius. Beberapa altimeter jinjing yang lebih besar memungkinkan ketepatan yang lebih tinggi. Peralatan itu sesuai untuk perhitungan teknik, tetapi tidak akan memberikan hasil yang tepat dan harganya jauh lebih mahal.

### 2.7.3 Peralatan Geodesi Profesional

Bagi mereka yang telah mengetahui bagaimana mengoperasikan peralatan geodesi, misalnya theodolit, dapat meminjam atau menyewa peralatan tersebut dan melakukan pengukuran sendiri dengan bantuan teman. Cara ini banyak dipakai oleh para ahli geodesi untuk menentukan beda ketinggian dari suatu tempat. Ahli geodesi profesional dapat disewa untuk melakukan pengukuran tinggi jatuh. Cara ini sangatlah mahal, oleh karena itu cara ini hanya dipakai jika proyek benar-benar diyakini layak untuk dibangun.

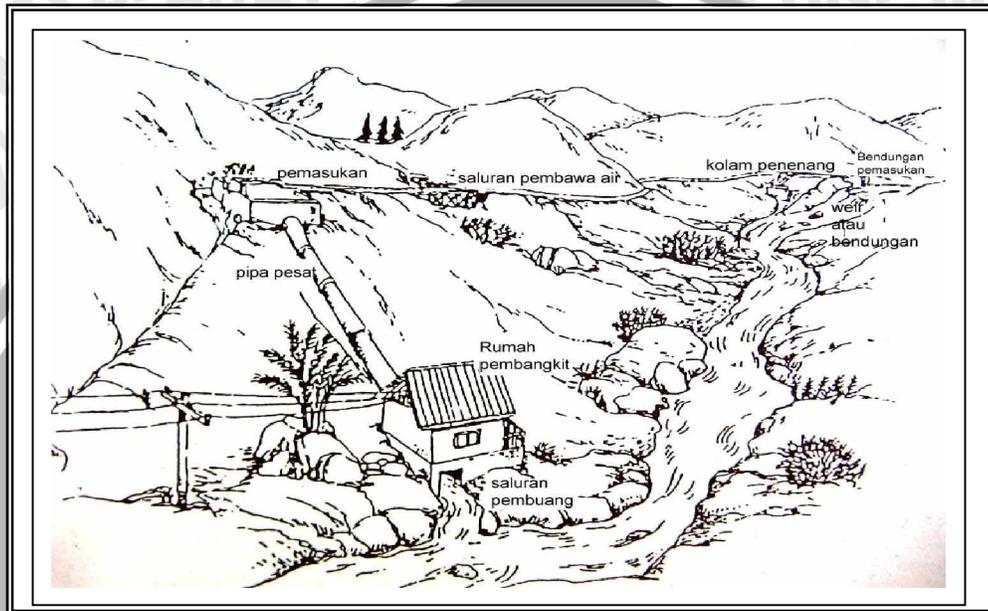
## 2.8 Pembangkit Listrik Tenaga Mini Hidro

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 (rumah turbin). Semakin besar kapasitas aliran dan ketinggiannya dari instalasi (rumah turbin) maka semakin besar energi yang bisa dimanfaatkan untuk menghasilkan energi listrik.

Biasanya Mini Hidro dibangun berdasarkan adanya air yang mengalir di suatu daerah dengan kapasitas dan ketinggian yang memadai. Istilah kapasitas mengacu pada jumlah volume aliran air persatuan waktu (*flow capacity*) sedangkan beda ketinggian daerah aliran sampai dari instalasi (rumah turbin) dikenal dengan istilah *head*. Mini Hidro juga dikenal sebagai *white resources* dengan terjemahan bebas bisa dikatakan "energi putih". Dikatakan demikian karena instalasi pembangkit listrik seperti ini menggunakan sumber daya yang telah disediakan oleh alam dan ramah lingkungan.

Secara teknis, Mini Hidro memiliki tiga komponen utama yaitu air (sumber energi), turbin dan generator. Air yang mengalir dengan kapasitas tertentu disalurkan dengan ketinggian tertentu menuju rumah instalasi (rumah turbin). Di rumah instalasi air tersebut akan menumbuk turbin dimana turbin sendiri, dipastikan akan menerima energi air tersebut dan mengubahnya menjadi energi mekanik berupa berputarnya poros

turbin. Poros yang berputar tersebut kemudian ditransmisikan ke generator dengan menggunakan kopling. Dari generator akan dihasilkan energi listrik yang akan masuk ke sistem kontrol arus listrik sebelum dialirkan ke rumah-rumah atau keperluan lainnya (beban). Begitulah secara ringkas proses Mini Hidro merubah energi aliran dan ketinggian air menjadi energi listrik.(<http://www.energiterbarukan.net>).



**Gambar 2.3 Bagian-bagian dari PLTMH**

(Sumber: Mismail, 1991/1992:140)

### 2.8.1 Komponen Pembangkit Listrik Tenaga MiniHidro

Sebagaimana telah dijelaskan sebelumnya, sumber daya energi air dapat diubah menjadi energi elektrik, dengan memanfaatkan energi mekanik yang dihasilkan oleh turbin air. Energi mekanik tersebut akan diubah menjadi energi elektrik oleh perangkat generator elektrik. Ada beberapa hal yang sangat penting dalam proses konversi energi ini, mulai dari energi potensial gravitasi dari air, sampai menjadi energi elektrik yang dibangkitkan generator.

Bagian-bagian terpenting pada proses konversi energi air menjadi energi elektrik pada PLTMH (gambar 2.3), antara lain adalah:

- a. Waduk/Bendung, berfungsi untuk menyimpan air yang akan dialirkan ke turbin air, serta menentukan ketinggian jatuh air sebelum dimasukkan ke kolam penenang yang berada di tepi sungai. Waduk di sini tidak selalu ada. Seperti yang telah diuraikan sebelumnya bahwa ada PLTMH run of river yang prinsipnya hanya membelokkan aliran air.

- b. Bak pengendap , berfungsi memindahkan partikel-partikel dari pasir.
- c. Saluran air, berfungsi untuk menyalurkan air yang akan melalui pipa pesat, terutama apabila air dari pintu air tidak langsung masuk ke pipa pesat dengan alasan geografis.
- d. Kolam penenang berfungsi menstabilkan air yang akan diluncurkan ke pipa pesat. Disamping itu berfungsi sebagai pengendap kotoran dan penyaring sampah yang terbawa arus sungai. Kolam penenang ini yang biasanya dikombinasikan dengan bendungan tanpa waduk.
- e. Pipa pesat, berfungsi sebagai media penyalur air dari bak penampung ke turbin. Tujuan pemasangan pipa pesat ini untuk mengakselerasi kecepatan air sebelum sampai pada turbin dan juga berfungsi mengarahkan terjunan air ke turbin. Melalui pipa pesat ini energi potensial air yang berada di kolam penenang dirubah menjadi energi kinetis. Ada dua jenis pipa pesat, yaitu tekanan tinggi (terbuat dari bahan logam/baja) dan tekanan rendah (terbuat dari kanal beton/pipa non baja). Efisiensi pipa pesat sangat dipengaruhi oleh permukaan penampang aliran, serta jumlah belokan.
- f. Rumah pembangkit, merupakan bangunan tempat diletakkannya seluruh perangkat konversi energi, mulai dari turbin air lengkap dengan governornya, sebagai pengatur tekanan air, sistem transmisi mekanik (jika diperlukan), generator, perangkat pendukung lain, seperti : panel kontrol, panel distribusi daya, beban komplemen, dan sebagainya. Bangunan inilah yang melindungi turbin, generator dan peralatan pembangkit lainnya.
- g. Saluran pelimpah, berfungsi sebagai penyalur air yang sudah digunakan, untuk dikembalikan ke aliran sungai sebelumnya. Saluran pelimpah ini yang biasanya juga disebut sebagai saluran pembuangan.

## **2.9 Perencanaan pekerjaan mekanikal elektrik**

### **2.9.1 Pipa pesat**

Pipa pesat (penstock) adalah pipa yang berfungsi untuk menyalurkan dan mengarahkan air ke cerobong turbin. Diameter pipa pesat dipilih dengan pertimbangan keamanan, kemudahan proses pembuatan, ketersediaan material dan tingkat rugi-rugi (*friction losses*) seminimal mungkin.

### 2.9.1.1 Debit air pada pipa pesat

Debit yang masuk pada pipa pesat merupakan debit aliran sungai yang selalu tersedia sepanjang tahun.

### 2.9.1.2 Kecepatan Air Pada Pipa Pesat

Kecepatan pada pipa pesat menggunakan persamaan empiris Hazen Williams seperti berikut ini: (Linsley, 1989: 273)

$$V = 0,354 \cdot C_H \cdot I^{0,54} \cdot D^{0,63} \quad (2.11)$$

dengan:

V = kecepatan (m/detik)

C<sub>H</sub> = koefisien Hazen Williams untuk pipa baja sebesar 120

I = slope (beda tinggi/panjang pipa)

D = diameter pipa (m)

### 2.9.1.3 Diameter pipa pesat

Diameter pipa pesat tergantung pada besarnya debit dan kecepatan air yang akan melewati pipa tersebut. Dengan demikian diperoleh persamaan untuk mendapatkan diameter pipa pesat sebagai berikut:

$$Q = A \times V \quad (2.12)$$

$$Q = \frac{1}{4} \pi D^2 \cdot 0,354 \cdot C_H \cdot I^{0,54} \cdot D^{0,63} \quad (2.13)$$

$$D = \left( \frac{4Q}{\pi \times 0,354 \times C_H \times I^{0,54}} \right)^{\frac{1}{2,63}} \quad (2.14)$$

dengan:

Q = Debit (m<sup>3</sup>/detik)

V = kecepatan (m/detik)

C<sub>H</sub> = koefisien Hazen Williams

I = slope

D = diameter pipa (m)

### 2.9.2 Kehilangan Tinggi

Dalam penelitian ini, perhitungan kehilangan tinggi pada pipa pesat ada tiga macam yaitu kehilangan tinggi akibat gesekap pipa pesat, kehilangan tinggi akibat belokan dan kehilangan tinggi akibat adanya katup dan sambungan. Persamaan umum untuk kehilangan tinggi tekan sebagai berikut: (Linsley, 1989: 274):

$$h = k \frac{v^2}{2g} \quad (2.15)$$

dengan :

- h = jumlah kehilangan tinggi (m)
- k = koefisien kehilangan tinggi
- v = kecepatan aliran (m/detik)
- g = percepatan gravitasi ( $g = 9,81 \text{ m/dtk}^2$ )

a. Kehilangan tinggi akibat gesekan pada pipa pesat ( $h_s$ )

Kehilangan tinggi akibat gesekan atau kekasaran pipa menggunakan persamaan (2.15), namun untuk mendapatkan nilai koefisien kehilangan tinggi karena faktor kekasaran pipa adalah sebagai berikut: (Weber, 1971:78)

$$k_s = \frac{\lambda \cdot L}{D} \quad (2.16)$$

sehingga :

$$h_s = k_s \frac{v^2}{2g} \quad (2.17)$$

$$h_s = \frac{\lambda \cdot L}{D} \cdot \frac{v^2}{2g} \quad (2.18)$$

dengan:

- $h_s$  = Kehilangan tinggi akibat gesekan pada pipa pesat
- $k_s$  = koefisien kehilangan tinggi karena kekasaran pipa
- $\lambda$  = faktor gesek, untuk baja sebesar 0,001
- L = Panjang pipa (m)
- D = diameter pipa (m)
- v = kecepatan aliran (m/detik)
- g = percepatan gravitasi ( $g = 9,81 \text{ m/dtk}^2$ )

2. Kehilangan tinggi pada belokan ( $h_b$ )

Dalam penelitian ini, kehilangan tinggi akibat belokan akan menggunakan persamaan sebagai berikut: (Nur yuwono,1977:74)

$$h_b = k_b \frac{v^2}{2g} \quad (2.19)$$

dengan :

- h = jumlah kehilangan tinggi (m)
- $k_b$  = koefisien kehilangan tinggi belokan (lihat tabel 2.1)
- v = kecepatan aliran (m/detik)
- g = percepatan gravitasi ( $g = 9,81 \text{ m/dtk}^2$ )

**Tabel 2.1 nilai sudut dalam belokan dan koefidien kehilangan tinggi belokan**

$\alpha$	20°	40°	60°	80°	90°
kb	0,04	0,14	0,36	0,74	0,98

sumber: (Nur yuwono,1977:74)

3. Kehilangan tinggi karena adanya katup dan sambungan (hk)

Dalam penelitian ini, kehilangan tinggi akibat adanya sambungan menggunakan persamaan sebagai berikut: (Nur yuwono,1977:74)

$$hk = ku \frac{v^2}{2g} \quad (2.20)$$

dengan :

h = jumlah kehilangan tinggi (m)

kb = koefisien kehilangan tinggi untuk sambungan

v = kecepatan aliran (m/detik)

g = percepatan gravitasi ( $g = 9,81 \text{ m/dtk}^2$ )

### 2.9.3 Tinggi Efektif ( $H_{\text{eff}}$ )

Tinggi jatuh efektif merupakan selisih antara tinggi elevasi yang ada pada peta topografi dengan total kehilangan tinggi pada persamaan sebagai berikut :

$$H_{\text{eff}} = H_{\text{gross}} - h \text{ (total kehilangan tinggi)} \quad (2.21)$$

dengan:

$H_{\text{eff}}$  = tinggi efektif (m)

$H_{\text{gross}}$  = tinggi yang terdapat pada peta topografi (m)

h = total lkehilangan tinggi (m)

### 2.9.4 Turbin

Turbin adalah sebuah mesin yang berputar yang mengambil energi dari aliran fluida. Contoh turbin yang paling sederhana adalah kincir angin dan roda air. Turbin air memiliki "casing" disekitar baling-baling yang menfokuskan dan mengontrol fluida. Penggunaan secara umum dari turbin adalah untuk memproduksi tenaga listrik. Energi potensial yang didapatkan dari tinggi jatuh pada suatu instalasi pembangkit listrik tenaga hidro akan diubah menjadi energi kinetik pada poros turbin.

#### 2.9.4.1Jenis-jenis Turbin

Untuk lebih spesifik, maka jenis turbin air yang digunakan untuk pembangkit listrik tenaga mini/mikro hidro adalah sebagai berikut:

a. Turbin *tekanan konstan* atau *turbin impuls*

Turbin ini dibuat sedemikian sehingga rotor bekerja karena aliran air dan di sini perbedaan tinggi diubah menjadi kecepatan. Pada turbin impuls maka tekanan air tidak berubah selama mengalir melalui runner duct dan ketika keluar dari runner bertekanan sama dengan pada bagian masuk. Karenanya, turbin ini disebut turbin tekanan konstan karena kecepatan relatif masuk sama dengan kecepatan relatif keluar roda jalan (runner). Yang termasuk jenis turbin *impuls* adalah turbin Pelton dan turbin Banki.

b. Turbin *dengan tekanan* atau *turbin reaksi*

Turbin jenis ini dibuat sedemikian sehingga rotor bekerja karena aliran air dengan tinggi terjun karena tekanan. Pernyataan reaksi diturunkan dari kenyataan bahwa dalam turbin tekanan aliran air di dalam roda jalan dipercepat. Dari percepatan tersebut timbul reaksi di dalam sudu roda jalan. Yang termasuk jenis ini adalah turbin Francis, turbin aliran diagonal (*diagonal flow*), dan turbin baling-baling (*propeller turbine*).

Diluar klasifikasi di atas, turbin juga dibedakan oleh arah aliran air masuk dan keluar roda jalan dalam hubungannya dengan poros, tanpa menghiraukan bagaimana aliran sirkular air di sekitar poros, yaitu (Dandekar, 1991:396):

- Turbin aliran radial, ketika aliran air sejajar terhadap sumbu poros.
- Turbin aliran radial, ketika aliran air melalui roda jalan tegak lurus terhadap poros.
- Aliran berubah, ketika arah aliran berubah dalam ruang roda jalan dari radial ke aksial
- Aliran konikal, air mengalir melalui sudu pengarah dan roda jalan dalam arah menyudut terhadap poros.
- Turbin aliran tangensial, air menghempas pada sudu roda jalan sebagai semprotan bebas dalam arah tangen terhadap roda jalan.

Disamping dua klasifikasi di atas, turbin air juga dapat diklasifikasikan menurut daya yang dihasilkan, tinggi jatuh air, dan debit yang mengalir setiap detik.

Adapun jenisnya antara lain:

- Turbin mini mikrohidro, contohnya kincir air.
- Turbin mikrohidro, untuk head rendah contohnya turbin Kaplan dan untuk head tinggi contohnya turbin Pelton.

- Turbin hydropower, adalah turbin dengan daya yang tinggi yang mampu menghasilkan daya di atas 20 MW tiap unit, contohnya: turbin Francis, Kaplan dan Pelton

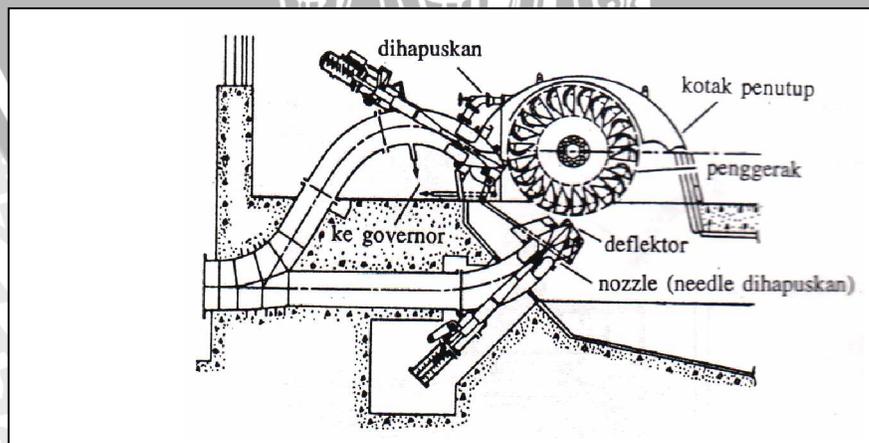
#### a. Turbin Pelton

Turbin Pelton dipakai untuk tinggi terjun (*head*) yang tinggi pada debit yang kecil. Banyaknya pancaran dapat dibuat satu hingga empat, kapasitas pipa pancaran ditentukan oleh diameternya. Diameter runner ditentukan oleh syarat mesin, antara lain penempatan timba dan gaya sentrifugal yang diperbolehkan yang ditentukan oleh kekuatan bahan.

Bagian-bagian utama dari turbin Pelton adalah :

1. Pipa nozzle dan lain-lain yang diperlukan untuk mengarahkan aliran jet air
2. Runner yang menggunakan energi kinetis aliran jet (semburan) air
3. Kotak penutup untuk mengamankan runner dan nozzle
4. Alur pengatur kecepatan (*governor*) agar kecepatan tetap sama pada beberapa beban

Untuk mendapatkan  $H$  efektif sebesar mungkin maka turbin harus ditempatkan serendah mungkin. Roda turbin Pelton harus diletakkan di atas muka air tertinggi dalam saluran pembuangan. Konstruksi turbin Pelton dapat dilihat dalam Gambar 2.5. Keuntungan dari pemakaian turbin ini adalah pengaturan kecepatan yang lebih baik dan konstruksi yang sederhana. Pencegahan terhadap timbulnya pukulan air yang diakibatkan oleh  $H$  yang besar maka perlu dilakukan pengukuran terhadap lubang saringan halus pada tempat pemasangan pipa pesat, yang untuk turbin Pelton sebesar 1,5 cm. Apabila debit air sangat besar sehingga membutuhkan lebih dari empat pancaran maka turbin Pelton lebih baik diganti dengan turbin Francis.

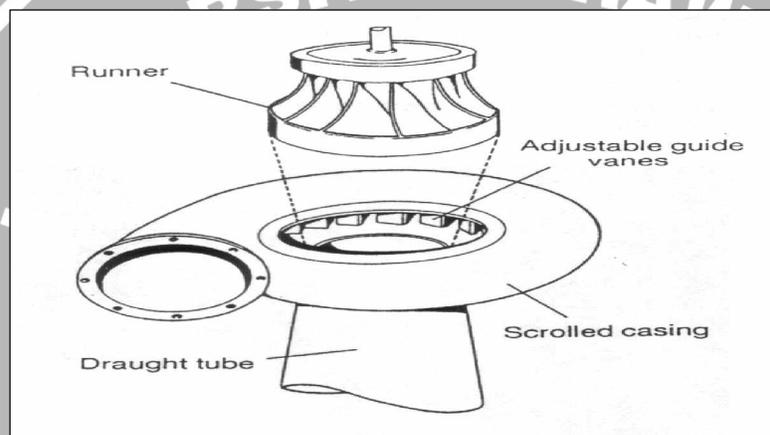


**Gambar 2.4 Konstruksi Turbi Pelton**

(Sumber : Arismunandar ,1982)

### b. Turbin Francis

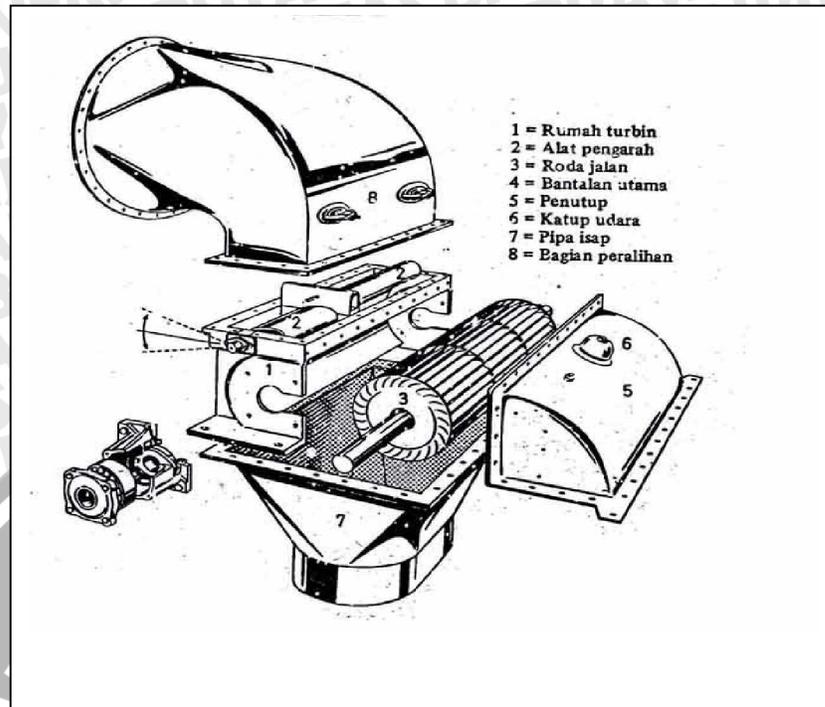
Turbin Francis adalah turbin dimana air mengalir ke rotor dengan arah radial dan keluar dengan cara aksial, rperubahan arah terjadi saat air melewati rotor dan dipakai untuk tinggi terjun menengah (*medium head*). Rumah siput yang dibuat dari plat baja, baja cor atau besi cor, sesuai dengan tinggi terjun dan kapasitasnya dan bertugas menahan bagian terbesar dari beban tekanan hidrolik yang diterima oleh turbin. Sudu-sudu antar diatur disekeliling luar rotor (*runner*) dan mengatur daya-keluar (*output*) Tyrbin dengan mengubah-ubah bukaannya sesuai dengan perubahan beban, melalui mekanisme pengatur.



**Gambar 2.5 Konstruksi Turbi Francis**  
(Sumber: Dietzel, 1988:37)

### c. Turbin Bangki

Turbin Bangki adalah Turbin yang dapat dipakai pada ketinggian antara 2 – 120 m dengan debit sebesar 20 – 1000 l/dtk dimana yang semprotan airnya menumbuk turbin pada dua tempat keluar. Perubahan arah air sebesar  $\pm 90\%$  dan tidak ada aliran aksial, air bergerak pada bidang tegak lurus poros turbin. Kekurangan turbin ini adalah letak turbin harus berada di atas muka air tertinggi dalam saluran pembuangan, sehingga perbedaan tinggi antara air yang keluar dan muka air dalam saluran tidak dapat digunakan.



**Gambar 2.6 Konstruksi turbin Banki**

(Sumber: Dietzel, 1988:37)

**2.9.4.2 Penentuan Tipe Turbin**

Penentuan tipe turbin berdasarkan pada besarnya kecepatan jenis dan tinggi jatuh, sebagai berikut:

**Tabel 2.2 Penentuan tipe turbin berdasarkan ketinggian**

Tipe Turbin	Maksimum Ketinggian (m)	Maksimum Tenaga (PH)	Maksimum Diameter roda (m)	Kecepatan Jenis (Ns)
Pelton	300-2000	330000	5.5	4-7
Francis	30-500	960000	10	60-400
Kaplan	2-70	300000	10	300-1100

Sumber : Dadenkar, 1991:398

**Tabel 2.3 Klasifikasi turbin berdasarkan tinggi jatuh**

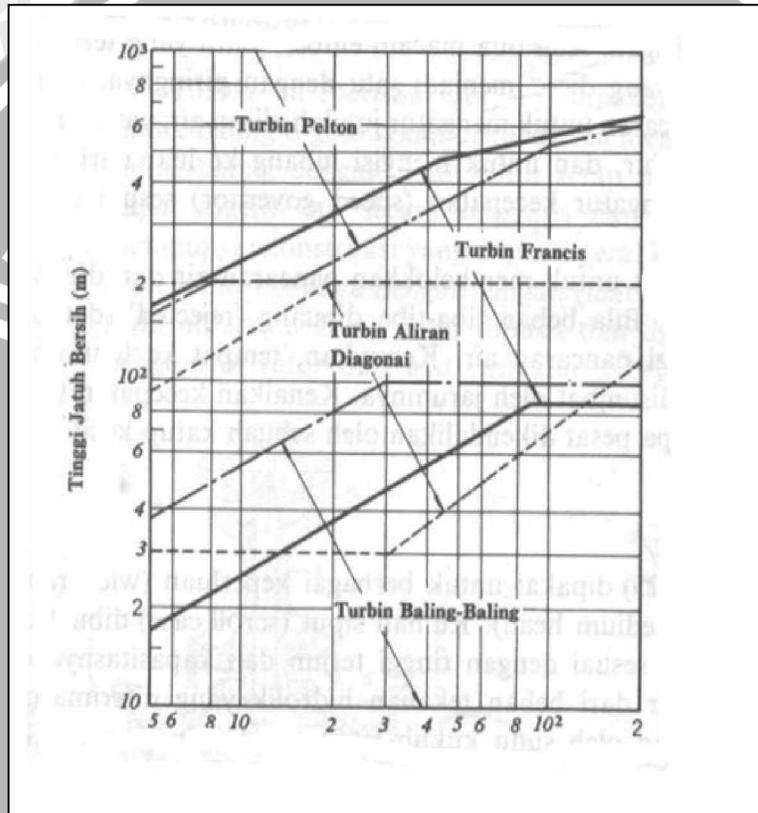
Klasifikasi	Tinggi jatuh (m)	Tipe
Low head	2-15	Propeler/Kaplan
Medium head	16-70	Kaplan/Francis
High head	71-500	Francis/Pelton
Very high head	>500	Pelton

Sumber : Dadenkar, 1991:398

**Tabel 2.4 Klasifikasi turbin berdasarkan kecepatan jenis**

Rotor	Kecepatan Jenis (rpm)		
	Lambat	Sedang	Cepat
Pelton	4-15	16-30	31-70
Francis	60-150	151-250	251-400
Kaplan	300-450	451--700	701-1100

Sumber : Dadenkar, 1991:398



**Gambar 2.7 Pemilihan jenis turbin berdasarkan tinggi jatuh dan daya keluaran**

(Sumber: Arismunandar, 1975)

**2.9.5 Karakteristik dan Dimensi Turbin**

**a. Kapasitas Keluaran Turbin**

Besarnya daya hidrolik ( $P_h$ ) yang merupakan potensi sumber daya energi air pada suatu wilayah, ditentukan melalui persamaan[Patty 1995:14]:

$$P_h = Q \cdot \rho \cdot g \cdot H \text{ watt} = 9,8 \cdot Q \cdot H \text{ (kW)} \tag{2.22}$$

dengan:

$$P_h =: \text{daya hidrolik (kW)}$$

- Q = debit air ( $m^3/s$ )
- $\rho$  = massa jenis air (=  $1000 \text{ kg/m}^3$ )
- g = gravitasi bumi (=  $9,8 \text{ m/s}^2$ )
- h = tinggi jatuh air (m)

Ada beberapa hal yang sangat mempengaruhi daya keluaran dari system PLTMH, Selain besarnya debit air dan tinggi jatuh air, daya keluaran tergantung dari efisiensi peralatan yang dipakai, diantaranya pipa pesat, turbin, transmisi mekanik, dan generator yang dipakai. Jika efisiensi turbin ( $\eta_{tb}$ ) diketahui, maka besarnya daya mekanik turbin dapat ditentukan dari persamaan[Wibawa, U, 2001:6-15]:

$$P_{tb} = \eta_{tb} \cdot P_h \text{ (kW)} \tag{2.23}$$

atau

$$P_{tb} = Q \cdot g \cdot \eta \cdot H \text{ (kW)} \tag{2.24}$$

dengan :  $P_{tb}$  =: daya turbin (kW)

**b. Pemilihan tipe turbin**

Pemilihan tipe turbin dalam penyelesaian penelitian ini dengan cara melihat Gambar 2.8 melalui hubungan debit (Q), daya keluaran turbin ( $P_{tb}$ ) dan Head (H), maka dapat ditentukan tipe turbin yang akan dipilih.

**c. Diameter Turbin**

Perhitungan diameter turbin dapat ditentukan dengan persamaan sebagai berikut :  
(Sumber : Buku Small Hydropower edited by Hangzou Regional Center)

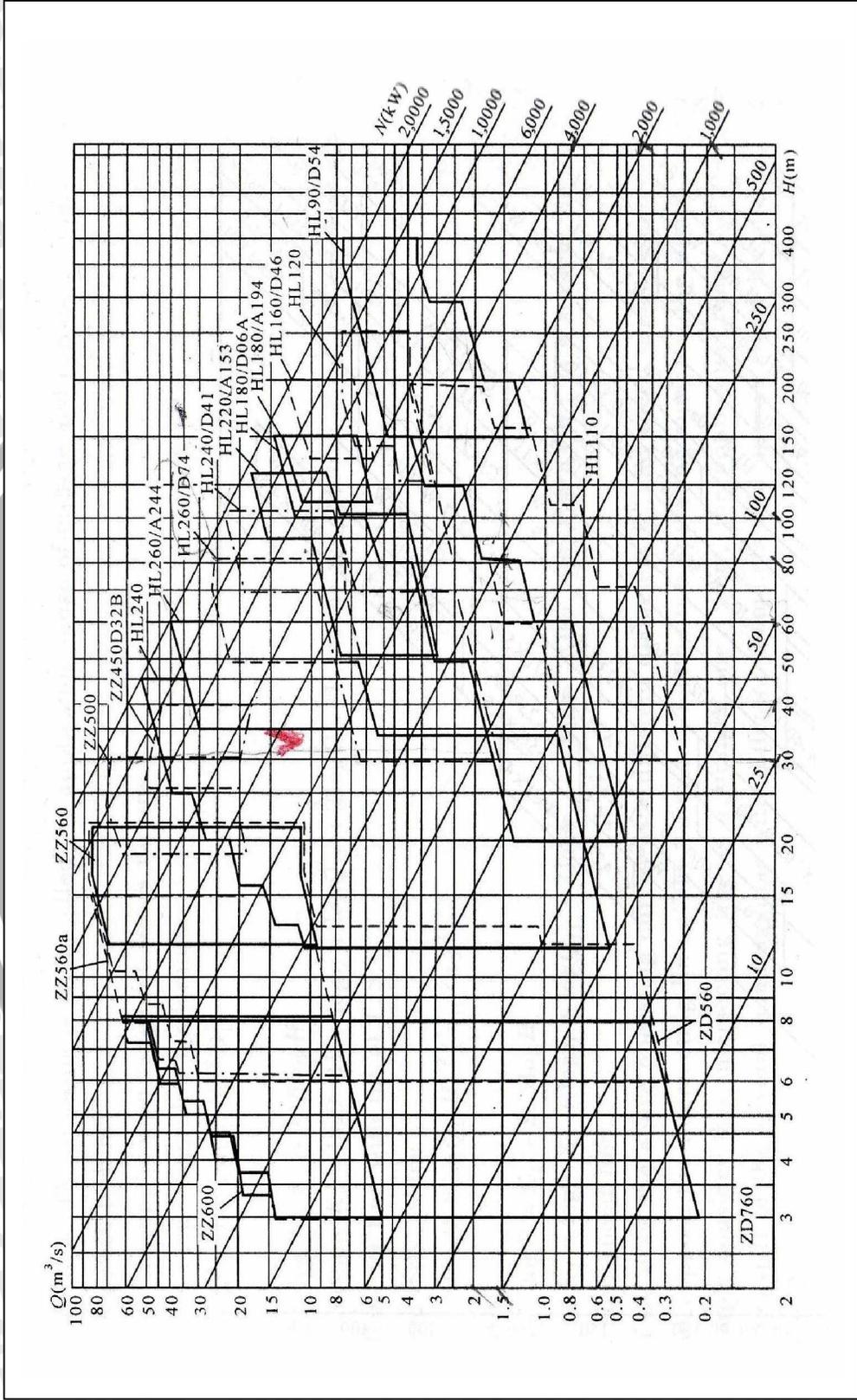
$$D1 = (P/9,81 \cdot Q_{11} \cdot \eta \cdot H^{3/2})^{1/2} \tag{2.25}$$

dimana :

- D1 = Diameter turbin (m)
- P = Daya Turbin (kW)
- $Q_{11}$  = Debit (lihat pada tabel 3.10) ( $m^3/dtk$ )
- $\eta$  = efisiensi (%)
- H = Tinggi jatuh (m)



Gambar 2.8 Pemilihan Tipe Jenis Turbin Francis dan Propeller



(Sumber : Buku Small Hydropower edited by Hangzhou Regional Center)

**Tabel 2.5 Parameter Pemilihan Runner Turbin Francis**

Recommen- Ded head applied (m)	Type of runner	Dia meter of runner model D <sub>m</sub> (mm)	Relative height of guide blade b <sub>b</sub>	Optimum operating condition			Limited operating condition				
				Unit speed n', (r/min)	Unit discharge Q', (m <sup>3</sup> /s)	Efficiency (%)	Specific speed n (m.kW)	Unit discharge Q <sub>1</sub> (m <sup>3</sup> /s)	Efficiency (%)	Cavitation coefficient (α <sub>m</sub> )	
20 - 45	HL240	460	0,355	72	1,1	91	240	1,24	90,4	0,2	For transient use
35 - 60	HL260/A244	350	0,315	80	1,08	91,7	263	1,275	68,5	0,15	
50 - 80	HL260/D74	350	0,28	70	1,08	92,7	261	1,247	89,4	0,143	
70 - 105	HU40/D41	350	0,25	77	0,95	92	239	1,123	87,6	0,106	
90 - 125	HL220/A153	460	0,225	71	0,955	91,5	218	1,08	89	0,08	
110 - 150	HL180/A194	350	0,2	70	0,65	92,6	180	0,745	90,5	0,078	
	HL180/D06A	400	0,225	69	0,69	91,5	185	0,83	87,5	0,053	
135-200	HL160/D46	400	0,16	67,5	0,548	91,6	160	0,639	89,4	0,045	
180-250	HI120	380	0,12	62,5	0,32	90,4	113	0,38	88,4	0,063	For transient use H max = 220
	HL110	540	0,118	61,5	0,313	90,4	110	0,38	86,8	0,055	
230 - 320	HL90/D54	400	0,12	62	0,203	91,7	94	0,266	87,8	0,033	For transient use
300 - 400	HL90/D54	400	0,12	62	0,203	91,7	94	0,266	87,8	0,033	

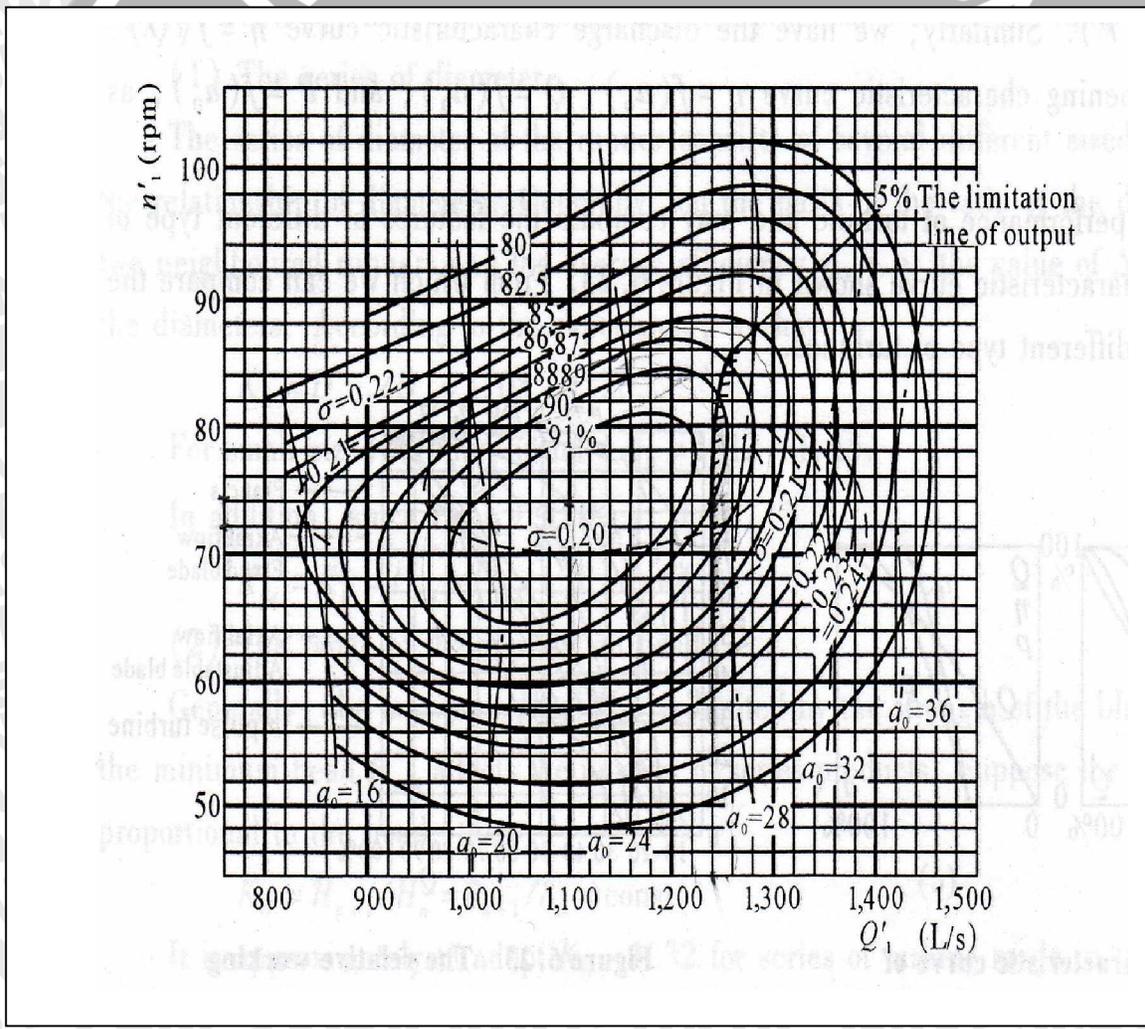
(Sumber : Buku Small Hydropower edited by Hangzou Regional Center)

Tabel 2.6 pemilihan pengaturan poros pada turbin francis

Runner type	Head Range (m)	Series dimension of runners diameter (cm)											
		200	180	160	140	120	100	84	71	60	50	42	35
HL240/D74	50-80			LJ	LJ	LJ	LJ						
HL240/D41	30-150				LJ	LJ	LJ	WJ	WJ	WJ			
HL220/A153	50-125					LJ	LJ	WJ	WJ				
HL180/A194	110-150					LJ	LJ						
HL180/D06A	20-150					LJ	LJ	WJ	WJ	WJ	WJ	WJ	
HL110	30-190							WJ	WJ	WJ	WJ	WJ	

1. WJ – Horizontal setting with metal spiral casing
2. LJ – Vertikal seting with metal spiral casing

Sumber : Buku Small Hydropower edited by Hangzou Regional Center)



Gambar 2.9 Kurva Karakteristik dari Turbin Francis

Sumber : Buku Small Hydropower edited by Hangzou Regional Center)

#### d.. Putaran Turbin

Putaran Turbin dapat ditentukan sebagai berikut: (Sumber : Buku Small Hydropower edited by Hangzou Regional Center)

$$n = n_{11} \sqrt{H/D_1} \quad (2.26)$$

dimana : n = putaran turbin (rpm)  
 $n_{11}$  = putaran spesifik (rpm) lihat tabel 2.4  
 P = Daya turbin (kW)  
 H = tinggi jatuh efektif (m)

#### e. Efisiensi Turbin

Setiap jenis turbin dan setiap kecepatan jenis masing-masing mempunyai lengkung efisiensi yang berbeda-beda. Menurut Arismunandar (1988:71), agar dapat menjamin kerja turbin disekitar daerah efisiensi maksimumnya serta untuk mencegah terjadinya kavitasi, maka biasanya tinggi air jatuh yang diperbolehkan harus dibatasi. Misalnya deviasi beberapa persen dari tinggi air jatuh yang direncanakan sesuai dengan jenis turbin yang dipergunakan.

#### 2.9.6 Generator

Generator berfungsi untuk mengubah energi mekanis dari turbin menjadi energi listrik. Komponen utama dari generator adalah rotor dan stator. Rotor adalah bagian yang berputar, yang dikopel dengan poros turbin sebagai tenaga pemutarnya. Dengan memberi penguatan atau magnetisasi kepada rotor tersebut, tegangan akan ditimbulkan ke bagian generator yang tidak bergerak, yang disebut stator. Pemilihan putaran generator digunakan rumus sebagai berikut:

$$n = \frac{120xf}{p} \quad (2.27)$$

dengan:

n = banyaknya putaran setiap menit (rpm)  
 f = frekuensi (50 Hz)  
 p = pasang kutub

Kapasitas generator dinilai dalam kilovoltampere (kVA) dan biasanya dalam kilowatt (kW) pada faktor daya tertentu dan dapat di tentukan dengan persamaa:

$$P_g = \frac{P_{td} \cdot \eta_g}{\cos \phi} \quad (2.28)$$

$P_g$  = Keluaran generator (KVA)

$P_{td}$  = Keluaran turbin (kW)

$\eta$  = efisiensi generator (diambil 95%)

$\cos \phi$  = Faktor daya (diambil 0,85 lagging)

Efisiensi generator dapat ditentukan dengan pengukuran langsung masukan dan keluaran atau dengan perhitungan setelah rugi-rugi ditentukan. Efisiensi generator umumnya berkisar 85% - 95% .

### 2.9.7 Transformator Distribusi

Tranformator atau disebut dengan kata “TRAFO” adalah sesuatu peralatan listrik yang tidak berputar yang meneruskan tenaga listrik dari satu rangkaian kerangkaian lain dengan frekuensi yang sama dan tegangan yang berubah melalui rangkaian mekanik.

Trafo dibedakan menjadi 2 (dua) macam, yaitu:

1. Trafo penaik tegangan (*Step Up Transformer*) yang berfungsi menaikkan tegangan pusat pembangkit menjadi tegangan tinggi untuk ditransmisikan.
2. Trafo penurun tegangan (*Step Down Transformer*) yang berfungsi menurunkan tegangan dari saluran transmisi ke tegangan rendah (tegangan pemakai)

Di samping itu dikenal pula Trafo Distribusi yang berfungsi untuk merubah tegangan distribusi primer ke tegangan distribusi sekunder untuk didistribusikan ke konsumen. Gardu distribusi yang berisi trafo distribusi didesain berdasarkan maksud dan tujuan penggunaannya sesuai dengan peraturan-peraturan teknis ekonomi, yang umumnya dapat berupa : gardu distribusi konstruksi beton, *metal clad*, tipe tiang portal dan tipe tiang cantol. Komponen yang ada pada gardu distribusi terdiri dari: Pemutus Hubung Bagi (PHB) sisi tegangan menengah, Pemutus Hubung Bagi (PHB) pemisah saklar daya, Pemutus Hubung Bagi (PHB) pengaman tegangan rendah, sistem pembumian dan alat-alat indikator.

### 2.9.8 Saluran Udara Tegangan Menengah dan Saluran Udara Tegangan Rendah (SUTM dan SUTR)

Struktur jaringan atau saluran udara tegangan menengah (SUTM) umumnya dibebepa tempat membentuk radial terbuka sesama *feder* utama. Untuk sistem pengaman jaringan atau saluran udara tegangan menengah umumnya digunakan :

- *Circuit breaker* pada gardu induk dengan *relai over current* fasa-fasa dan *ground fault non directional*
- *Automatic recloser* pada titik-titik tertentu
- *Sectionalizer* pada jaringan cabang.
- *cut-out off* pada jaringan dengan cabang ranting.
- *arresster* untuk tiang tengah 5 kV dan 10 kV untuk tiang ujung.

Tiang penyangga pada jaringan atau saluran distribusi tegangan menengah memiliki ketentuan sebagai berikut:

- Tinggi tiang beton : 11 m, 12,m 13m, 15m.
- Kekuatan tiang : 200 daN, 350 daN, 500 daN, 800 daN, 1200 daN.
- jenis tiang : beton dan besi

Sedangkan pada struktur jaringan atau saluran tegangan rendah (SUTR) merupakan bagian hilir dari suatu sistem tenaga listrik pada tegangan distribusi dibawah 1 kV langsung kepada para pelanggan tegangan rendah. Struktur pada SUTR adalah radial murni atau radial *open loop*.

Bahan penghantar memakai konduktor tak berisolasi (BCC,A3C, A3C) dan kabel tunggal dan jamak. Tiang penyangga umumnya memakai tiang besi panjang 7 dan 9 meter atau dibawah saluran udara.

### 2.10 Dasar Perhitungan Untuk Analisis Ekonomi

Dalam analisis kelayakan ekonomi akan dihitung :

1. Perkiraan biaya investasi / *Cost Flow* (CF)
2. Proyeksi pendapatan (I)
3. Aliran kas bersih per tahun (A)
4. Periode pengembalian (n)
5. *Benefit Cost Ratio* (BCR)
6. *Net Present Value* (NPV)
7. *Internal Rate of Return* (IRR)

### 2.10.1 Perkiraan Biaya Investasi/ *Cost Flow* (CF)

Dalam pembangunan sebuah PLTMH ada 4 (empat) pekerjaan utama yang harus dilakukan yaitu (a) pekerjaan sipil, (b) pekerjaan mekanik, (c) pekerjaan elektrik dan (d) pekerjaan jaringan untuk akses interkoneksi. Keempat pekerjaan tersebut menentukan besarnya biaya investasi atau biaya pertama (CF) yang terdiri dari 4 (empat) komponen biaya yaitu :

- (a) Biaya pengadaan barang (  $B_1$  )
- (b) Biaya bangunan sipil (  $B_2$  )
- (c) Biaya ongkos kerja (  $B_3$  )
- (d) Biaya transportasi (  $B_4$  )

Secara matematis prakiraan biaya pertama (CF) dapat dinyatakan sebagai,

$$CF = B_1 + B_2 + B_3 + B_4 \quad (2.29)$$

### 2.10.2 Proyeksi Pendapatan (I)

Proyeksi pendapatan dari hasil penjualan energi listrik selama PLTMH beroperasi akan dihitung berdasarkan debit andalan yang diperoleh dari hasil pengukuran pada saat puncak kemarau. Debit andalan ini menentukan besarnya daya pembangkitan andalan.

Apabila dalam satu tahun (8760 jam) PLTMH beroperasi terus-menerus, maka jumlah energi yang dapat dijual dalam satu tahun adalah

$$E = 8760 P \quad (kWh) \quad (2.30)$$

Namun pada kenyataannya sebuah PLTMH tidak dapat beroperasi secara terus-menerus, tetapi memerlukan waktu untuk kegiatan pemeliharaan dan perbaikan. Misalnya jumlah jam yang dibutuhkan untuk pemeliharaan dalam satu tahun adalah  $T$ , maka rumus produksi energi setahun dari PLTMH pada persamaan diatas harus dikoreksi menjadi

$$E = (8760 - T) P \quad (kWh) \quad (2.31)$$

Apabila seluruh energi dalam satu tahun tersebut dapat terjual ke PLN, maka pendapatan dari hasil penjualan energi yang diproduksi selama satu tahun adalah:

$$I = (\text{harga jual per kWh} \times \text{Energi dalam satu tahun}) \quad (Rp.) \quad (2.32)$$

### 2.10.3 Aliran Kas Bersih (A)

Aliran kas bersih merupakan selisih antara pendapatan dan pengeluaran.

Pengeluaran terdiri dari

- Biaya tetap (biaya operasional, biaya pemeliharaan, dan gaji pegawai),
- Biaya variabel
- Biaya penyusutan per tahun
- Pajak

Dalam perhitungan awal untuk seleksi PLTMH, modal kerja dan depresiasi sementara tidak dimasukkan.

### 2.10.4 Periode Pengembalian (n)

Dengan diketahuinya nilai biaya awal (CF) dan aliran kas bersih (A) yang tetap setiap tahun, periode pengembalian (n) akan dapat dihitung dengan rumus

$$n = CF/A \quad (2.33)$$

Periode pengembalian merupakan salah satu ukuran dalam pemilihan sebuah PLTMH. Semakin kecil nilai periode pengembaliannya, maka semakin diminati PLTMH tersebut.

### 2.10.5 Benefit Cost Ratio (BCR)

Benefit cost ratio adalah perbandingan antara harga jual listrik sebagai komponen benefit dan biaya yang dikeluarkan sebagai komponen cost berdasarkan nilai tahunannya. Suatu proyek dikatakan layak apabila  $BCR > 1$ .

Secara umum rumus untuk perhitungan BCR ini adalah :

$$BCR = \frac{PV \text{ dari manfaat}}{PV \text{ dari biaya}} \quad (2.34)$$

PV dari manfaat merupakan total dari semua penghasilan selama masa usaha yang diacu pada nilai sekarang. PV dari manfaat dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut:

$$PV \text{ dari manfaat} = (P/A, i, n) \times I \quad (2.35)$$

dengan:

$(P/A, i, n) = \text{Uniform Series Present Worth Factor}$

$i$  = besarnya suku bunga bank

$n$  = lamanya usaha

$I$  = proyeksi pendapatan per tahun

PV dari biaya merupakan besarnya biaya investasi awal ditambah dengan total dari semua pengeluaran sebagai biaya usaha yang diacu pada nilai sekarang. PV dari biaya dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut:

$$PV \text{ dari biaya} = CF + (P/A, i, n) \times \text{Pengeluaran per tahun} \quad (2.36)$$

dengan:

$$(P/A, i, n) = \text{Uniform Series Present Worth Factor}$$

### 2.10.6 Net Present Value (NPV)

Semua aliran kas masuk dan aliran kas keluar di diskonto selama umur proyek ke nilai sekarang, kemudian menghitung angka netto atau selisihnya dengan dasar yang sama yaitu pada harga pasar yang sama saat ini. Secara matematis nilai NPV dapat disusun sebagai

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{A_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{P_t}{(1+i)^t} \quad (2.37)$$

$A_t$  = Aliran kas masuk tahun ke t

$P_t$  = Aliran kas keluar tahun ke t

$i$  = Arus pengembalian (Rate of Return)

$n$  = Umur usaha

$t$  = Waktu (tahun)

Apabila nilai NPV lebih besar nol, maka proyek dapat diterima, sebaliknya bila nilainya lebih kecil nol proyek tidak dapat diterima. Semakin besar nilai NPV suatu proyek, maka semakin diminati proyek tersebut.

### 2.10.7 Internal Rate of Return (IRR)

Kriteria IRR digunakan untuk mengetahui apakah proyek cukup menarik bila ditinjau dari arus pengembalian yang telah ditentukan. Nilai IRR merupakan nilai arus pengembalian ( $i$ ) dimana nilai NPV = 0.

IRR dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan diatas dengan memberikan nilai NPV sama dengan nol dan karena aliran kas keluar merupakan biaya pertama (CF), maka IRR dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan

$$\sum_{t=0}^n \frac{A_t}{(1+IRR)^t} = CF \quad (2.38)$$

Apabila tingkat suku bunga bank ditetapkan lebih rendah dari IRR maka akan diterima, sebaliknya bila lebih kecil dari IRR yang ditetapkan maka ditolak sehingga proyek semakin diminati apabila nilai IRR lebih besar dari tingkat suku bunga yang ditetapkan tersebut.

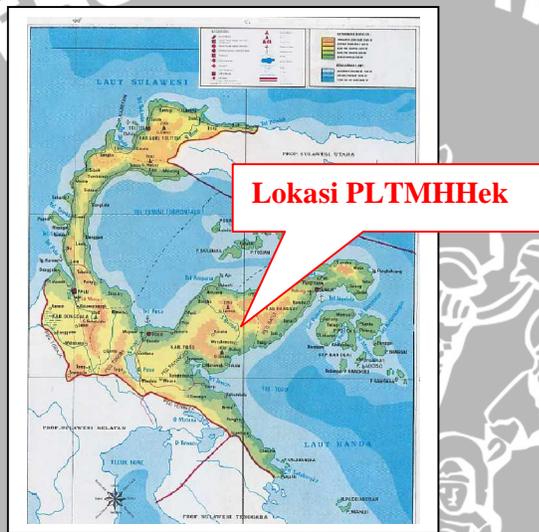


**BAB III  
METODOLOGI PENELITIAN**

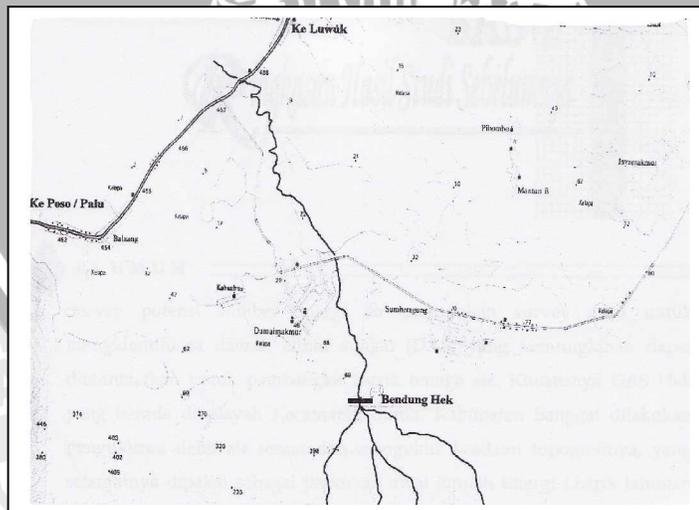
**3.1 Kondisi Umum**

Lokasi studi berada di Daerah Aliran Sungai (DAS) Hek dan anak-anak sungai Hek yang berada di daerah Kecamatan Bunta Kabupaten Banggai Propinsi Sulawesi Tengah. Peta lokasi proyek secara umum dapat dilihat pada gambar 3.1

Sungai Hek bermuara di Teluk Tomini. Jalan menuju lokasi terletak pada Km 458 pada jalan raya dari jembatan Hek ada persimpangan jalan ke arah perbukitan terdapat Bendung untuk irigasi. Lokasi Bendung Hek di tunjukan pada gambar 3.2



**Gambar 3.1 Peta Lokasi PLTMH Hek**

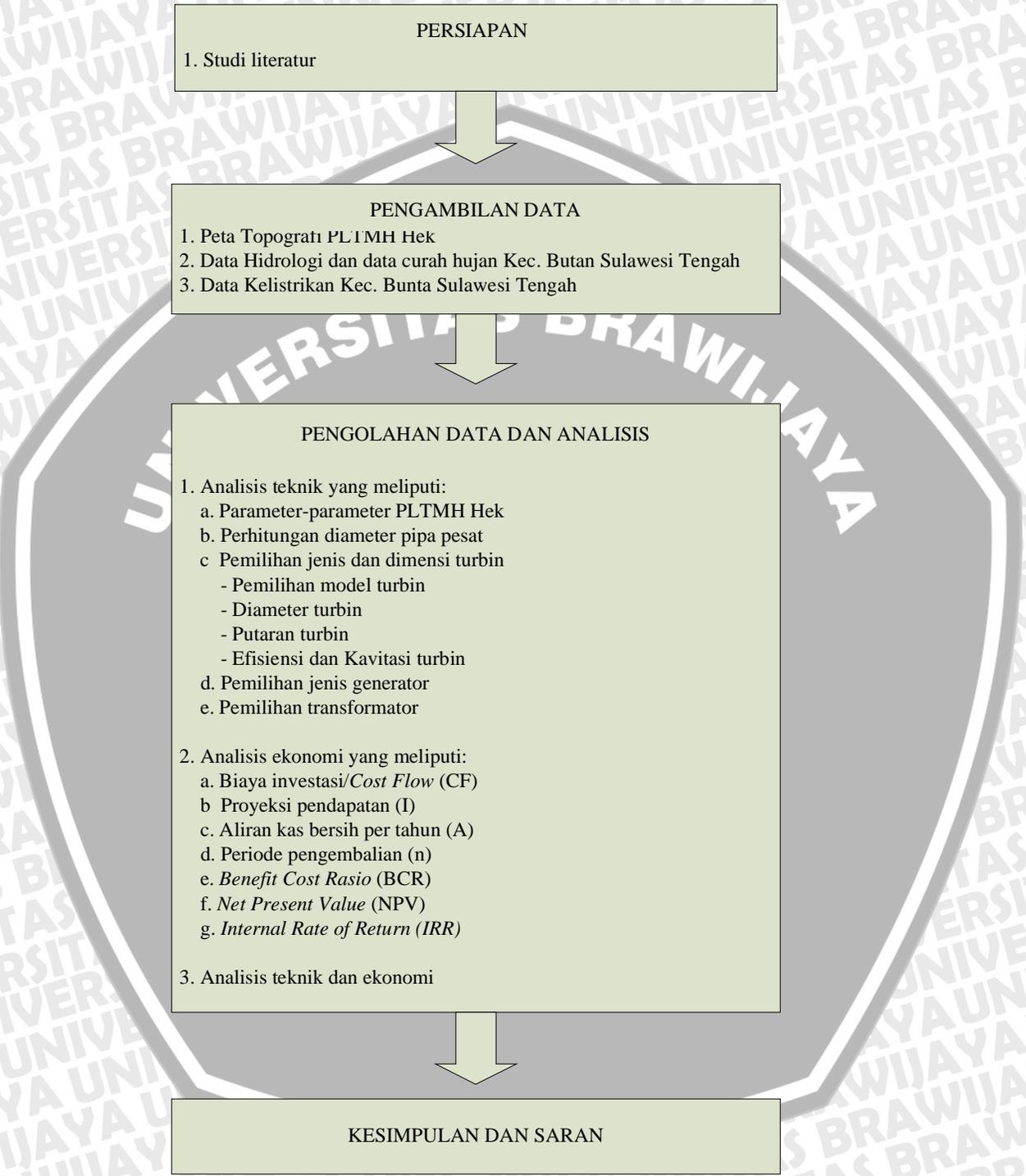


**Gambar 3.2 Lokasi Bendung Hek**



### 3.2 Kerangka Umum

Kerangka umum dalam pengerjaan skripsi ini adalah:



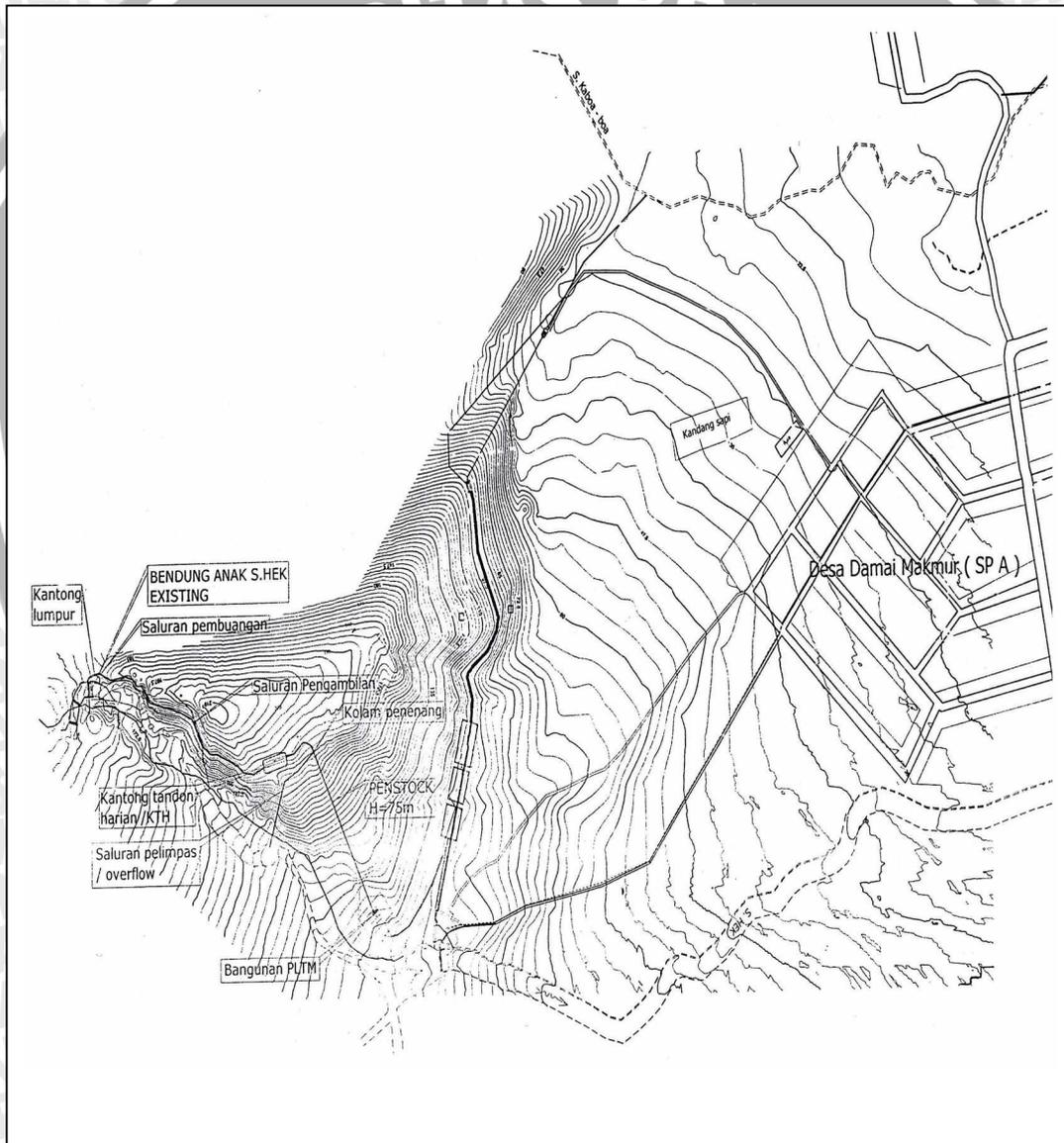
Gambar 3.3 Kerangka Umum Pengerjaan Skripsi



Pelaksanaan pengambilan data perlu dilakukan, data yang diambil adalah data sekunder yang diambil dari beberapa instansi terkait seperti Badan Pusat dan Statistik (BPS), Badan Perencanaan Pembangunan Daerah (BAPPEDA), Badan Pengendalian Dampak Lingkungan Daerah (BAPEDALDA), Dinas Pekerjaan Umum, Dinas Pertambangan dan Energi, PT. PLN (Persero) dan Badan Meteorologi dan Geofisika (BMG) baik di provinsi maupun kabupaten.

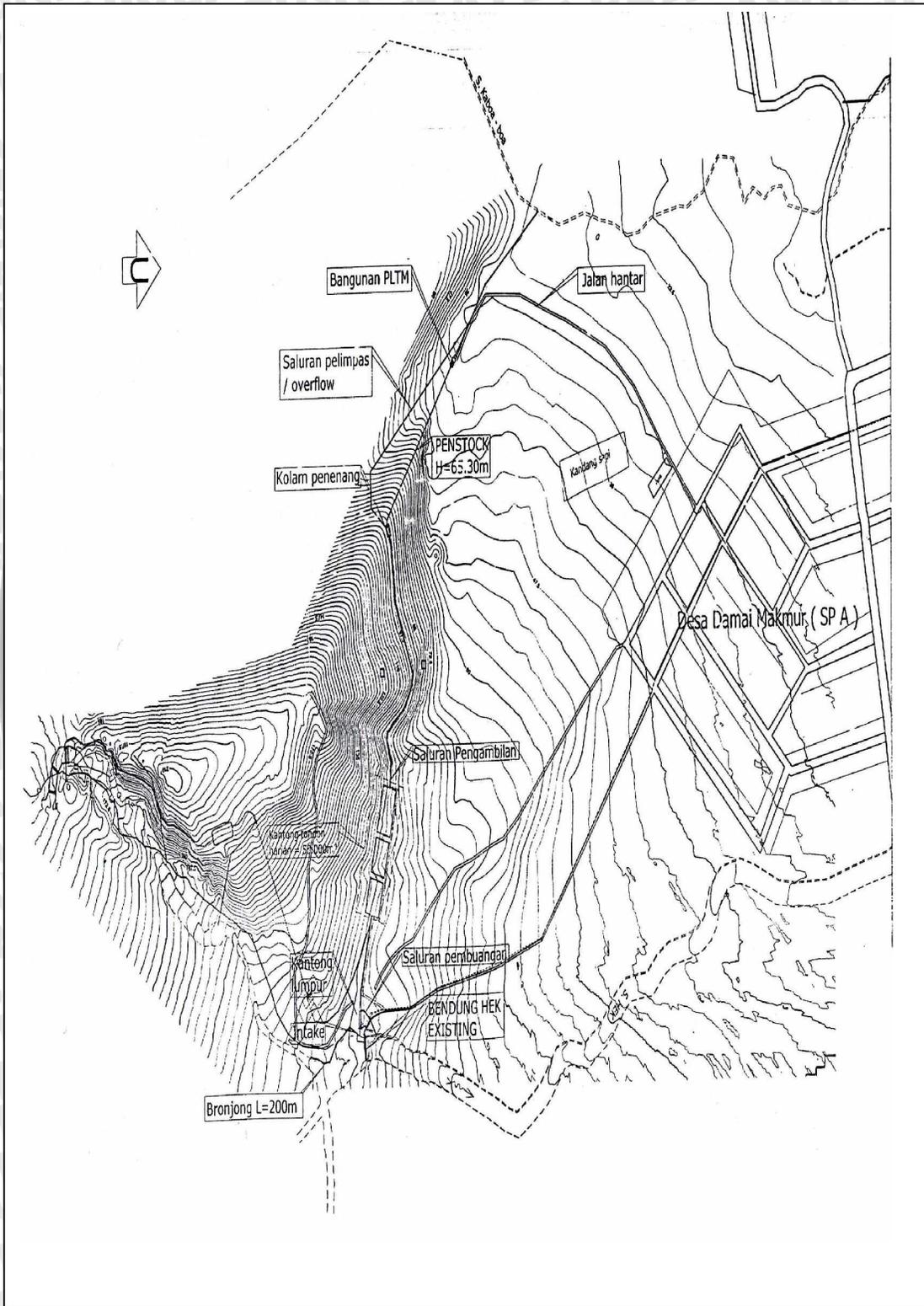
Data – data sekunder yang digunakan dalam perencanaan pembangkit listrik ini meliputi:

1. Peta topografi DAS Hek



**Gambar 3.4 Peta Topografi PLTMH Hek A**

Sumber: Data Sekunder



**Gambar 3.5 Peta Topografi PLTMH Hek B**

Sumber: Data Sekunder

## 2. Data kelistrikan PT PLN (Persero) Ranting Bunta

**Tabel 3.1 Data Kelistrikan PT PLN (Persero) Ranting Bunta**

Data (tahunan)		Sat	2005	2006	2007
PLTD	Kapasitas Terpasang	kW	1,280	1,280	1,530
	Daya mampu	VA	1,506,250	1,462,500	1,718,750
Produktif kumulatif		kWH	1,817,312	1,926,608	2,045,288
Pelanggan		konsumen	3,516	3,767	3,767
Daya tersambung		VA	2,521,400	2,775,100	2,775,100
Produksi Jual		kWH	1,644,846	1,842,658	2,017,146

Sumber : PT PLN (Persero) Cabang Luwuk

PT PLN (Persero) Ranting bunta melayani pelanggan listrik di Kec. Nuhon dan Kec. Bunta yang saat ini dipasok dari PLTD dengan kapasitas terpasang 1.530 kW dan daya mampu 1.375 kW yang ditempatkan pada satu lokasi. Beban puncak yang terjadi pada tahun 2007 mencapai 1.100 kW. Jumlah pelanggan listrik pada tahun 2007 sebanyak 3.767 pelanggan dengan daya terpasang 1.530 kW dengan jumlah produksi kumulatif sebanyak 2.045.288 kWh. Data beban harian tidak ada karena sejak 5 tahun terakhir di wilayah Kec Bunta hanya dialiri listrik oleh PLN (Persero) pada malam hari, rata-rata 5 jam dengan daya rata-rata 1000 kW yang disuplai oleh PLTD. Hal ini tentu saja menyerap biaya operasional dan pemeliharaan yang cukup besar.

Dengan direncanakannya pembangunan PLTMH Hek ini diharapkan dapat menghasilkan energi listrik yang kontinu serta dengan biaya operasi dan pemeliharaan yang kecil untuk memenuhi “demand” pada pusat beban.

## BAB IV

### ANALISIS DAN PEMBAHASAN

#### 4.1. Data Topografi

Data gambar topografi pada calon lokasi bendung untuk PLTMH akan digunakan sebagai dasar untuk perencanaan/desain bangunan PLTMH pada lokasi yang terpilih. Gambar 3.5 dan 3.6 memberikan gambaran letak dari lokasi bangunan utama pada PLTMH Hek ini dimana pada perencanaan tersebut akan dibangun 2 buah PLTMH Hek

Pada PLTMH Hek A dari gambar 3.5 bendung terletak pada ketinggian (*crest elevation*) sekitar 185 , *head tank* pada ketinggian 175 dan gedung *power house* terletak pada ketinggian (*crest elevation*) sekitar 100 , sehingga akan memberikan *head* sekitar 75 m. Bangunan pengambilan *Intake* terletak pada elevasi 184,5 yang diletakkan pada sudut  $60^{\circ}$  terhadap arah aliran sungai Kolam Tandon Harian (KTH) yang berfungsi sebagai menampung air sementara untuk kemudian disalurkan kembali ke saluran pengantar agar debit yang masuk ke saluran pengantar sesuai dengan debit yang direncanakan terletak pada elevasi 183 dan mempunyai volume sebesar  $9.000 \text{ m}^3$ . Saluran pengantar yang berfungsi menyalurkan air mulai dari bangunan pengambilan hingga kolam penenang mempunyai panjang keseluruhan 870 m. Bak penenang yang merupakan kelengkapan akhir dari saluran pengantar terletak pada elevasi 186,7. selanjutnya pipa pesat terletak pada elevasi 185 dan panjang pipa pesat sebesar 482 m.

Pada PLTMH Hek B dari gambar 3.5 bendung terletak pada ketinggian (*crest elevation*) sekitar 96 , *head tank* pada ketinggian 95 dan gedung *power house* terletak pada ketinggian (*crest elevation*) sekitar 30 , sehingga akan memberikan *head* sekitar 65 m. Bangunan pengambilan *Intake* terletak pada elevasi 96. Kolam Tandon Harian (KTH) yang berfungsi sebagai menampung air sementara untuk kemudian disalurkan kembali ke saluran pengantar agar debit yang masuk ke saluran pengantar sesuai dengan debit yang direncanakan terletak pada elevasi 94 dan mempunyai volume sebesar  $50.000 \text{ m}^3$ . Saluran pengantar yang berfungsi menyalurkan air mulai dari bangunan pengambilan hingga kolam penenang mempunyai panjang keseluruhan 1.010 m. Bak penenang yang merupakan kelengkapan akhir dari saluran pengantar terletak pada elevasi 95,5. selanjutnya pipa pesat terletak pada elevasi 95 dan panjang pipa pesat sebesar 400 m.

## 4.2. Hasil Analisis Hidrologi

Data-curah hujan pada yang dikumpulkan bersumber dari Badan Meteorologi dan Geofisika Wilayah V, Sub Dinas Pengairan Provinsi Sulawesi Tengah, Badan Pusat Statistik, dan Kepustakaan yang terkait dengan studi ini. yang digunakan untuk perhitungang debit air pada kedua PLTMH Hek. Pada penulisan skripsi ini tidak dibahas mengenai perhitungan debit air menggunakan data hujan. Perhitungan debit air dengan data hujan sudah dilakukan oleh pihak terkait Di sini tinggal memakai dari hasil yang diperoleh sebagai debit yang akan digunakan dalam perhitungan selanjutnya.

## 4.3. Parameter PLTMH Hek

Pada rencana PLTMH Hek yang akan direncanakan memiliki besaran parameter antara lain:

### Ø PLTMH Hek A

- *Head gross*  $H = 75 \text{ m}$  (peta topografi)
- Kapasitas debit  $Q = 1,57 \text{ m}^3/\text{dtk}$

### Ø PLTMH Hek B

- *Head gross*  $H = 65 \text{ m}$  (peta topografi)
- Kapasitas debit  $Q = 2,5 \text{ m}^3/\text{dtk}$

## 4.4 Perencanaan pekerjaan mekanikal elektrik

### 4.4.1 Pipa pesat

Pada perhitungan dimensi pipa, besarnya diameter pipa dicari dengan persamaan (2.11) dan persamaan (2.14) sebagai berikut:

$$V = 0,354 \cdot C_H \cdot I^{0,54} \cdot D^{0,63}$$

Dengan :

$C_H$  = koefisien Hazen Williams sebesar 120

$$I = h / L$$

$D$  = diameter pipa (m)

a. PLTMH Hek A besarnya diameter pipa pesat sebagai berikut:

$$\begin{aligned} \bullet \quad I &= \frac{h}{L} \\ &= \frac{75 \text{ m}}{482 \text{ m}} \\ &= 0,155 \text{ m} \end{aligned}$$

- $Q = A \cdot V$   
 $Q = (\frac{1}{4} \pi D^2) \cdot (0,354 \cdot C_H \cdot I^{0,54} \cdot D^{0,63})$   
 $1,57 = \left(\frac{1}{4} \cdot 3,14 \cdot D^2\right) (0,354 \cdot 120 \cdot 0,155^{0,54} D^{0,63})$

$$D = 0,57 \text{ m} \approx 0,6 \text{ m}$$

b. PLTMH Hek B besarnya diameter pipa pesat sebagai berikut:

- $I = \frac{h}{L}$   
 $= \frac{65 \text{ m}}{400 \text{ m}}$

$$= 0,155 \text{ m}$$

- $Q = A \cdot V$   
 $Q = (\frac{1}{4} \pi D^2) \cdot (0,354 \cdot C_H \cdot I^{0,54} \cdot D^{0,63})$   
 $2,5 = \left(\frac{1}{4} \cdot 3,14 \cdot D^2\right) (0,354 \cdot 120 \cdot 0,155^{0,54} D^{0,63})$

$$D = 0,57 \text{ m} \approx 0,6 \text{ m}$$

#### 4.4.2 Perhitungan Kehilangan Tinggi

Pipa pesat direncanakan untuk menahan tekanan tinggi yang berfungsi untuk mengalirkan air dari kolam penampungan (bak penenang) menuju turbin. perhitungan kehilangan tinggi tekan pada pipa pesat menggunakan persamaan (2.15) sampai dengan persamaan (2.20)

1. Kehilangan akibat gesekan pada pipa pesat ( $h_s$ )

Perhitungan kehilangan tinggi akibat gesekan pipa pesat dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

a. PLTMH Hek A dengan parameter sebagai berikut:

- L = 482 m

- V =  $0,354 \cdot 120 \cdot 0,155^{0,54} \cdot 0,6^{0,63}$

$$= 11,25 \text{ m/detik}$$

-  $\mu = 1,01 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{detik}$

- R =  $(0,6 \cdot 11,25)/(1,01 \times 10^{-6})$

$$= 6,68 \times 10^6$$

Harga  $\lambda$  untuk baja berkisar = 0.001



Dari persamaan 2.18 di dapatkan nilai hs:

$$-hs = \frac{0,001 \cdot 482}{0,6} \cdot \frac{11,25^2}{2 \cdot 9,81} = 5,18 \text{ m}$$

b. PLTMH Hek B dengan parameter sebagai berikut:

$$\begin{aligned} -L &= 400 \text{ m} \\ -V &= 0,354 \cdot 120 \cdot 0,155^{0,54} \cdot 0,6^{0,63} \\ &= 11,25 \text{ m/detik} \\ -\mu &= 1,01 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{detik} \\ -R &= (0,6 \cdot 11,25)/(1,01 \times 10^{-6}) \\ &= 6,68 \times 10^6 \end{aligned}$$

Dari persamaan 2.18 di dapatkan nilai hs:

$$-hs = \frac{0,0088 \cdot 400}{0,6} \cdot \frac{11,25^2}{2 \cdot 9,81} = 4,3 \text{ m}$$

## 2. Kehilangan tinggi pada belokan (hb)

Dalam penelitian ini kehilangan tinggi akibat belokan akan menggunakan persamaan (2.19) dan kedua PLTMH Hek memiliki sudut belokan sebesar  $40^\circ$  sebagai berikut:

- sudut dalam  $40^\circ$  sehingga dalam nilai kb tabel 2.1 sebesar  $= 0,14$

$$-hb = 0,14 \cdot \frac{11,25^2}{2 \cdot 9,81} = 0,904 \text{ m}$$

## 3. Kehilangan tinggi karena adanya katup dan sambungan (hk)

Pada penelitian ini bentuk katup dan sambungan direncanakan T – baku sehingga koefisien katup (ku) pada sambungan adalah 1,8 (Linsley, 1985:274) dan dihitung dengan persamaan (2.20) :

$$-hk = 1,8 \cdot \frac{11,25^2}{2 \cdot 9,81} = 11,623 \text{ m}$$

### 4.4.3 Perhitungan Tinggi Efektif ( $H_{\text{eff}}$ )

Tinggi jatuh efektif merupakan selisih antara tinggi elevasi yang ada pada peta topografi dengan total kehilangan tinggi :

a. PLTMH Hek A Tinggi jatuh efektif sebagai berikut:

$$\begin{aligned} H_{\text{eff}} &= H_{\text{gross}} - (hs + hb + hk) \\ &= 75 - (5,18 + 0,904 + 11,623) \\ &= 57,293 \text{ m} \end{aligned}$$

b. PLTMH Hek B Tinggi jatuh efektif sebagai berikut:

$$\begin{aligned} H_{\text{eff}} &= H_{\text{gross}} - (h_s + h_b + h_k) \\ &= 65 - (4,3 + 0,904 + 11,623) \\ &= 48,173 \text{ m} \end{aligned}$$

#### 4.4.4 Turbin

Pemilihan jenis turbin dapat didasarkan atas head dan debit yang akan dilayani. Pada tabel 2.1, dapat dilihat pembatasan jenis turbin yang dapat dipakai. Untuk head yang rendah ( $2 < H < 70 \text{ m}$ ), turbin yang cocok adalah turbin jenis kaplan. Untuk head sedang ( $30 \text{ m} < H < 500 \text{ m}$ ), turbin yang dipakai adalah jenis turbin francis. Sedangkan untuk head yang tinggi ( $300 < H < 2000 \text{ m}$ ) maka turbin yang cocok adalah pelton.

Dengan memperhitungkan bahwa head yang ada pada kedua PLTMH ini tingginya antara 40 – 90 m dan termasuk dalam medium head maka turbin yang cocok adalah dan turbin francis yang termasuk turbin jenis reaksi

##### 1. Pemilihan model turbin

Besar kapasitas daya keluaran turbin dapat dihitung dengan persamaan (2.24) sebagai berikut :

$$P_{tb} = 9,81 \cdot Q \cdot H_{\text{eff}} \cdot \eta_{tb} \text{ (kW)}$$

Untuk efisiensi ( $\eta$ ) turbin francis adalah 0,85

a. Pada PLTMH Hek A besar kapasitas daya keluaran turbin adalah :

$$P_{tb} = 9,81 \cdot 1,57 \cdot 57,293 \cdot 0,85$$

$$P_{tb} = 749,28 \text{ kW} \approx 750 \text{ kW}$$

b. Pada PLTMH Hek B besar kapasitas daya keluaran turbin adalah :

$$P_{tb} = 9,81 \cdot 2,5 \cdot 48,173 \cdot 0,85$$

$$P_{tb} = 1004,22 \text{ kW} \approx 1000 \text{ kW}$$

Dengan melihat gambar 2.8 melalui hubungan debit ( $Q$ ), daya keluaran turbin ( $P_{tb}$ ) dan Head ( $H$ ), maka model turbin untuk kedua PLTMH Hek pada penelitian ini adalah HL 180/D06A

Dengan keterangan :

HL : Turbin francis

180/D06A : Tipe Runner

##### 2. Diameter ( $D_1$ ) runner turbin

Dari kombinasi karakteristik kurva gambar 2.9 dan tabel 2.5 maka dapat diketahui:

$$n_{110} = 69 \text{ rpm}$$

$$\eta_{m.mak} = 92 \%$$

$$Q_{11} = 0,830 \text{ m}^3/\text{s}$$

Maka per hitungan dimensi diameter *runner* turbin (D1) dengan persamaan (2.25) sebagai berikut:

a. Pada PLTM Hek A

$$D1 = (750/(9,81 \cdot 0,830 \cdot 0,92 \cdot 57,293^{3/2}))^{1/2}$$

$$D1 = 0,48 \text{ m} = 480 \text{ cm}$$

b. Pada PLTM Hek B

$$D1 = (1400/(9,8 \cdot 0,830 \cdot 0,92 \cdot 65^{3/2}))^{1/2}$$

$$D1 = 0,63 \text{ m} = 630 \text{ cm}$$

Dari perhitungan diameter runner turbin diatas dapat diketahui untuk model HL 180/D06A pengaturan poros utama *runner* turbin adalah memakai poros *horizontal* dengan *spiral casing* (WJ) (lihat tabel 2.7)

3. Putaran Turbin

Dengan persamaan (2.26) maka putaran turbin dapat ditentukan sebagai berikut

a. Pada PLTMH Hek A

$$n = 69\sqrt{57,293/0,48} = 750 \text{ rpm}$$

b. Pada PLTMH Hek B

$$n = 69\sqrt{48,173/0,63} = 600 \text{ rpm}$$

4. Efisiensi ( $\eta$ ) dan koefisien kavitas ( $\sigma$ ) Turbin

Setiap jenis turbin dan setiap kecepatan jenis masing-masing mempunyai lengkung efisiensi yang berbeda-beda. Menurut Arismunandar (1988:71), agar dapat menjamin kerja turbin disekitar daerah efisiensi maksimumnya serta untuk mencegah terjadinya kavitas maka biasanya tinggi air jatuh yang diperbolehkan harus dibatasi. Misalnya deviasi beberapa persen dari tinggi air jatuh yang direncanakan sesuai dengan jenis turbin yang dipergunakan. Dari tabel 2.4 maka koefisien kavitas ( $\sigma$ ) = 0,053 dan efisiensi maksimum pada turbin sebesar  $\eta = 92 \%$

5. Pemeriksaan nilai operasi turbin

a. Pada PLTMH Hek A

$$Q = Q_{11} D^2 H^{1/2}$$

$$Q = 0,830 \cdot 0,48^2 \cdot 57,293^{1/2} = 1,44 \text{ m}^3/\text{dtk} \approx 1,57 \text{ m}^3/\text{dtk}$$

sehingga daya keluaran turbin :

$$P = 0,92 \cdot 9,81 \cdot 1,44 \cdot 57,293$$

$$P = 744,59 \text{ kW} \approx 750 \text{ kW}$$

b. Pada PLTMH Hek B

$$Q = Q_{11} D^2 H^{1/2}$$

$$Q = 0,830 \cdot 0,63^2 \cdot 48,173^{1/2} = 2,3 \text{ m}^3/\text{dtk} \approx 2,5 \text{ m}^3/\text{dtk}$$

sehingga daya keluaran turbin :

$$P = 0,92 \cdot 9.8 \cdot 2,3 \cdot 48,173$$

$$P = 1011 \text{ kW} \approx 1000 \text{ kW}$$

Hasil perhitungan diatas dapat disimpulkan sebagai berikut:

### 1. Dimensi Turbin PLTMH Hek A

1	Daya Turbin, $P_{tb}$ (kW)	750
2	Tipe turbin	Francis
3	Tipe <i>runner</i> ( Standar untuk buatan China)	HL 180/D06A -WJ
4	<i>Optimun Unit Speed</i> (rpm)	69
5	Efisiensi	0,92
6	Diameter Turbin	0,48 m

### 2. Dimensi Turbin PLTMH Hek B

1	Daya Turbin, $P_{tb}$ (kW)	1000
2	Tipe turbin	Francis
3	Tipe <i>runner</i> ( Standar untuk buatan China)	HL 180/D06A-WJ
4	<i>Optimun Unit Speed</i> (rpm)	69
5	Efisiensi	0,92
6	Diameter Turbin	0,63 m

#### 4.4.5 Generator

Berdasarkan studi optimasi diatas maka pada masing-masing rumah turbin PLTMH Hek dipilih dua unit turbin. Hal ini didasarkan atas pertimbangan fungsi dari PLTMH Hek sehingga diharapkan dapat beroperasi secara penuh. Artinya apabila terjadi *over houl* (perbaikan) pada turbin maka turbin yang *stanb by* dapat dioperasikan. Kapasitas terpasang dari PLTMH Hek A adalah 750 kW, sedangkan PLTMH Hek B adalah 1000 kW sehingga total daya yang terpasang untuk PLTMH Hek ini adalah 1750 kW.

Dalam studi penelitian ini direncanakan dengan menggunakan generator poros datar. generator yang dipakai pada kedua PLTMH Hek adalah 3 fasa dengan frekuensi 50 Hz. Untuk menentukan jumlah kutub generator dapat dihitung dengan persamaan (2.27) sebagai berikut:

$$p = \frac{120xf}{n}$$

a. Pada PLTMH Hek A

$$p = \frac{120 \times 50}{750} = 8$$

a. Pada PLTMH Hek B

$$p = \frac{120 \times 50}{600} = 10$$

Menurut Arismunandar (1991:78) standar tegangan secara kasar dapat diberikan pada tabel dibawah ini

**Tabel 4.1 standar tegangan generator**

< 3 MVA	3,3 kV
5 - 10 MVA	6,6 kV
10 - 50 MVA	11 kV
50 - 100 MVA	13,2 kV

Arismunandar (1991:78)

Batasan keluaran generator dapat ditentukan dengan persamaan (2.28) sebagai berikut:

1. Pada PLTMH Hek A

$$P_g = \frac{750 \cdot 0,95}{0,85} = 838 \text{ kVA} \approx 800 \text{ kVA}$$

Jenis generator yang dipilih adalah generator 3 fasa, posos vertikal dengan spesifikasi sebagai berikut:

- Batas keluaran : 800 kVA
- Jumlah fasa : 3 fasa
- Kecepatan putaran : 750 rpm
- Batas tegangan nominal : 3300 volt
- Faktor daya : 0.85 lagging
- Jumlah kutub (P) : 8 kutub
- Sisitem Eksitasi : Tanpa sikat yang dilengkapi dengan AVR  
(Automatic Voltage Regulator)

- Jumlah : 2 unit

2. Pada PLTMH Hek B

$$P_g = \frac{1000 \cdot 0,95}{0,85} = 1.117 \text{ kVA} \approx 1000 \text{ kVA}$$

Jenis generator yang dipilih adalah generator 3 phasa, posos vertikal dengan spesifikasi sebagai berikut:

- Batas Keluaran : 1000 kVA
- Jumlah phasa : 3 phasa
- Kecepatan putaran : 600 rpm
- Batas Tegangan nominal : 3300 volt
- Faktor daya : 0.85 lagging
- Jumlah kutup (P) : 10 kutub
- Sistem Eksitasi : Tanpa sikat yang dilengkapi dengan AVR (Automatic Voltage Regulator)
- Jumlah : 2 unit

#### 4.4.6 Transformator Utama

Untuk pembangunan PLTMH Hek ini, direncanakan akan terhubung dengan jaringan PT PLN (Persero). Jarak terdekat kedua PLTMH Hek dengan jaringan listrik terdekat  $\pm 2$  km. Kapasitas dasar transformator dipilih sama dengan daya dasar (*rate output*) generator kVA (Arismunandar, 1982: 89). Berdasarkan keluaran generator diatas, maka jenis transformator yang akan dipakai adalah

- Batasan kapasitas : 800 kVA (untuk PLTMH Hek A)
- Batasan kapasitas : 1000 kVA (untuk PLTMH Hek B)
- Sisi tegangan tinggi : 20 kV
- Sisi tegangan rendah : 3300 volt
- Hubungan belitan : Delta – Wye ( $\Delta$ -Y)  
Pentanahan netral (40 ohm)
- Sistem pendingin : Oil Natural Air Natural (ONAN)

Sistem proteksi yang digunakan untuk rangkaian Transformator adalah

- *Differential Relay*
- *Over current relay*
- *Tank- Protektor*

- *Over temperatur relay*
- *Bucholz relay*

Jaringan distribusi untuk penyaluran listrik menggunakan tipe saluran udara 20 kV dengan diameter kabel 70 mm<sup>2</sup> AAAC.

#### 4.5 Analisis Ekonomi

Analisis ekonomi dilakukan dengan maksud untuk mengevaluasi kelayakan pembangunan PLTMH Hek dan untuk mengetahui besarnya keuntungan secara finansial yang diberikan.

##### 4.5.1 Perkiraan Biaya Investas/Cost Flow (CF)

Pada pembangunana PLTMH Hek biaya perkiraan dapat dilihat pada rincian sebagai berikut :

- Biaya langsung untuk pekerjaan sipil PLTMH Hek A sebesar Rp.9.356.470.541,96 sedangkan untuk PLTMH Hek B sebesar Rp 23.164.740.125,86. Dari data tersebut diperoleh total biaya keseluruhan pekerjaan sipil PLTMH Hek (A+B) sebesar Rp 32.521.210.667,82.
- Biaya langsung untuk peralatan mekanikal dan elektrikal meliputi pekerjaan mekanikal dan elektrikal, biaya pengadaan peralatan dan bahan mekanikal dan elektrikal serta biaya penunjang. Jadi total keseluruhannya untuk pekerjaan mekanikal dan elektrikan pada PLTMH Hek A sebesar Rp 9.428.891.990,00 sedangkan untuk PLTMH Hek B sebesar Rp 10.242.784.690,00. Dari biaya pekerjaan mekanikal dan elektrikal untuk PLTMH Hek A dan PLTMH Hek B nilai biaya keseluruhannya adalah Rp 19.671.676.680,00
- Biaya lain-lain yang meliputi biaya transport dan pekerjaan menunjang sebesar Rp. 4.881.171.576,73

Jadi biaya awal total pembangunan PLTMH Hek sebelum kena pajak (CF<sub>0</sub>) :

CF<sub>0</sub> = Total biaya pekerjaan sipil + Total biaya pekerjaan mekanikal elektrikal + biaya lain-lain

CF<sub>0</sub> = Rp 32.521.210.667,82 + Rp 19.671.676.680,00 + Rp. 4.881.171.576,73

CF<sub>0</sub> = Rp. 57.074.058.924,55

Jadi biaya awal yang diperlukan untuk membangun PLTMH Hek ini sebelum kena pajak ( $CF_0$ ) adalah Rp. Rp. 57.074.058.924,55 ditambah PPN sebesar 10% sehingga biaya pendanaan sebesar Rp. 62.781.464.817,00

**Tabel 4.2 Rincian Perekiaraan Biaya Investasi**

Biaya pekerjaan sipil	PLTMH Hek A	Rp.9.356.470.541,96	17,26%
	PLTMH Hek B	Rp 23.164.740.125,86	42,74%
<b>Total biaya pekerjaan sipil PLTMH Hek (A+B)</b>		<b>Rp 32.521.210.667,82</b>	<b>60%</b>
Biaya pekerjaan mekanikal- elektrikal	PLTMH Hek A	Rp 9.428.891.990,00	16,54%
	PLTMH Hek B	Rp 10.242.784.690,00	17,96%
<b>Total biaya pekerjaan mekanikal-elektrikal PLTMH Hek (A+B)</b>		<b>Rp 19.671.676.680,00</b>	<b>34,5%</b>
<b>Biaya lain-lain (transport ,pekerjaan penunjang dan biaya pendanaan)</b>		<b>Rp. 4.881.171.576,73</b>	<b>8,5%</b>
Total biaya awal sebelum pajak		Rp. 57.074.058.924,55	
<b>Total biaya setelah pajak 10 %</b>		<b>Rp. 62.781.464.817,01</b>	
<b>(dibulatkan)</b>		<b>Rp. 62.781.464.000,00</b>	

Sumber: Hasil perhitungan dan analisis

#### 4.5.2 Proyeksi Pendapatan

Pendapatan dari hasil penjualan energi listrik selama PLTMH beroperasi akan dihitung berdasarkan kapasitas faktor pengoperasian optimal PLTMH Hek. Kapasitas pengoperasian optimal ditentukan sebesar 85% dari kapasitas terpasang

PLTMH dalam satu tahun beroperasi sebesar 8760 jam sebagai kapasitas terpasang. Maka jumlah energi yang dapat dijual dalam satu tahun (E) dapat dihitung dengan memakai persamaan (2.30) adalah sebagai berikut:

$$E = 8760 P \text{ (kW)}$$

$$E = 8760 \times (1750 \times 85\%)$$

$$E = 13.030.500 \text{ kWh}$$

Seluruh energi dalam satu tahun tersebut akan dijual ke PLN dengan alternatif harga jual Rp. 1250,00 per kWh, Rp 1500,00 per kWh dan Rp 1750,00 per kWh, yang bertujuan untuk memberikan gambaran tentang keuntungan dan kerugian dalam memperkirakan energi listrik tahunan yang akan dihasilkan.

**Tabel 4.3 Alternatif Harga Jual**

Alternatif	Harga Jual (per.kWh)
1	Rp 1250,00
2	Rp 1500,00
3	Rp 1750,00

Sumber: Data sekunder yang akan diolah

**a. Proyeksi Pendapatan pada Alternatif 1**

Proyeksi pendapatan pada alternatif 1 dengan harga jual Rp1250 per Kwh adalah:

$$I = E \times \text{Rp. } 1250,00$$

$$I = 13.030.500 \times \text{Rp. } 1250,00$$

$$I = \text{Rp. } 16.288.125.000,00$$

**b. Proyeksi Pendapatan pada Alternatif 2**

Proyeksi pendapatan pada alternatif 1 dengan harga jual Rp1500 per Kwh adalah:

$$I = E \times \text{Rp. } 1500,00$$

$$I = 13.030.500 \times \text{Rp. } 1500,00$$

$$I = \text{Rp } 19.545.750.000,00$$

**c. Proyeksi Pendapatan pada Alternatif 3**

Proyeksi pendapatan pada alternatif 3 dengan harga jual Rp1750 per Kwh adalah:

$$I = E \times \text{Rp. } 1750,00$$

$$I = 13.030.500 \times \text{Rp. } 1750,00$$

$$I = \text{Rp. } 22.803.375.000.00$$

**Tabel 4.4 Biaya Proyeksi Pendapatan**

Alternatif	Harga jual	Proyeksi Pendapatan
1	Rp 1250,00	Rp. 16.288.125.000,00
2	Rp 1500,00	Rp 19.545.750.000,00
3	Rp 1750,00	Rp. 22.803.375.000.00

Sumber: Hasil perhitungan dan analisis

#### 4.5.3 Aliran Kas Bersih

Untuk pendekatan penentuan aliran kas bersih (A), pengeluaran yang terdiri dari:

- biaya tetap yang meliputi biaya keperluan pegawai, biaya pemeliharaan rutin tanpa tergantung jam operasi, biaya sewa tempat dan biaya iuran tahunan dan lain-lain
- biaya variabel adalah biaya yang harus dikeluarkan dalam jumlah bervariasi tiap tahun. Biaya-biaya ini adalah pemakaian pelumas, pemakaian air, pemeliharaan rutin berdasarkan jam operasi, suku cadang dan sebagainya.
- penyusutan dan pajak..

**Tabel 4.5 Rincian Aliran Kas Bersih Alternatif 1**

<b>Pendapatan</b>		<b>Rp. 16.288.125.000,00</b>
<b>Pengeluaran terdiri dari:</b>		
a. Biaya tetap	Rp.40/kWh x 13.030.500	Rp.521.220.000,00
b. Biaya variabel	Rp.4/kWh x 13.030.500	Rp 52.122.000,00
c. Penyusutan/ tahun		Rp.3.139.073.241,87
<b>Arus kas Sesudah Pajak (A)</b>		<b>Rp. 12.204.468.235,00</b>
	<b>(dibulatkan)</b>	<b>Rp. 12.204.468.000,00</b>

Sumber: Hasil perhitungan dan analisis

**Tabel 4.6 Rincian Aliran Kas Bersih Alternatif 2**

<b>Pendapatan</b>		<b>Rp 19.545.750.000,00</b>
<b>Pengeluaran terdiri dari:</b>		
a. Biaya tetap	Rp.40/kWh x 13.030.500	Rp.521.220.000,00
b. Biaya variabel	Rp.4/kWh x 13.030.500	Rp 52.122.000,00
c. Penyusutan/ tahun		Rp.3.139.073.241,87
<b>Arus kas Sesudah Pajak (A)</b>		<b>Rp. 15.462.093.235,06</b>
	<b>(dibulatkan)</b>	<b>Rp. 15.462.093.000,00</b>

Sumber: Hasil perhitungan dan analisis

**Tabel 4.7 Rincian Aliran Kas Bersih Alternatif 3**

<b>Pendapatan</b>		<b>Rp. 22.803.375.000,00</b>
<b>Pengeluaran terdiri dari:</b>		
a. Biaya tetap	Rp.40/kWh x 13.030.500	Rp.521.220.000,00
b. Biaya variabel	Rp.4/kWh x 13.030.500	Rp. 52.122.000,00
c. Penyusutan/ tahun		Rp.3.139.073.241,87
<b>Arus kas Sesudah Pajak (A)</b>		<b>Rp.18.719.718.235,06</b>
	<b>(dibulatkan)</b>	<b>Rp.18.719.718.000,00</b>

Sumber: Hasil perhitungan dan analisis

**4.5.4 Periode Pengembalian (n)**

Diketahuinya nilai biaya awal (CF) dan aliran kas bersih (A) yang tetap setiap tahun, periode pengembalian (n) dapat dihitung dengan menggunakan Persamaan (2.33) sebagai berikut:

- a. Periode pengembalian (n) pada alternatif 1

$$n = \frac{Rp. 62.781.464.000,00}{Rp.12.204.468.000,00}$$

$$n = 5,14 \text{ tahun}$$

- b. Periode pengembalian (n) pada alternatif 2

$$n = \frac{Rp. 62.781.464.000,00}{Rp.15.462.093.000,00}$$

$$n = 4,06 \text{ tahun}$$

- c. Periode pengembalian (n) pada alternatif 3

$$n = \frac{Rp. 62.781.464.000,00}{Rp.18.719.718.000,00}$$

$$n = 3,35 \text{ tahun}$$

**4.5.5 Benefit Cost Ratio (BCR)**

*Benefit Cost Ratio (BCR)* dengan  $i = 7\%$  pertahun (suku bunga Bank Indonesia per Juni 2009) dan  $n = 20$  tahun sehingga nilai *PV* dari manfaat dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (2.34), (2.35) dan (2.36) sebagai berikut:



a. *Benefit Cost Ratio (BCR)* pada alternatif 1

PV dari manfaat =  $(P/A, 7\%, 20)$  Rp. 16.288.125.000,00

PV dari manfaat = Rp 172.556.628.282,75

PV dari biaya dapat dihitung sebagai berikut:

PV dari biaya = Rp.62.781.464.817,00 +  $((P/A, 7\%, 20)$ Rp. 4.083.656.764,94)

PV dari biaya = Rp.62.781.464.817,00 +Rp. 43.262.317.941,52

PV dari biaya = Rp 106.043.782.758,53

Jadi nilai BCR pada alternatif 1 dapat dihitung sebagai berikut:

$$BCR = \frac{Rp.172.556.628.282,75}{Rp.106.043.782.758,53}$$

$$BCR = 1,63$$

b. *Benefit Cost Ratio (BCR)* pada alternatif 2

PV dari manfaat =  $(P/A, 7\%, 20)$  Rp 19.545.750.000,00

PV dari manfaat = Rp 207.067.953.939,30

PV dari biaya dapat dihitung sebagai berikut:

PV dari biaya = Rp.62.781.464.817,00 +  $((P/A, 7\%, 20)$ Rp. 4.083.656.764,94)

PV dari biaya = Rp.62.781.464.817,00 +Rp. 43.262.317.941,52

PV dari biaya = Rp 106.043.782.758,53

Jadi nilai BCR pada alternatif 2 dapat dihitung sebagai berikut:

$$BCR = \frac{Rp 207.067.953.939,30}{Rp.106.157.626.747,53}$$

$$BCR = 1,95$$

c. *Benefit Cost Ratio (BCR)* pada alternatif 3

PV dari manfaat =  $(P/A, 7\%, 20)$  Rp. 22.803.375.000.00

PV dari manfaat = Rp 241.579.279.595,85

PV dari biaya dapat dihitung sebagai berikut:

PV dari biaya = Rp.62.781.464.817,00 +  $((P/A, 7\%, 20)$ Rp. 4.083.656.764,94)

PV dari biaya = Rp.62.781.464.817,00 +Rp. 43.262.317.941,52

PV dari biaya = Rp 106.043.782.758,53

Jadi nilai BCR pada alternatif 3 dapat dihitung sebagai berikut:

$$BCR = \frac{Rp\ 241.579.279.595,85}{Rp.106.157.626.747,53}$$

$$BCR = 3,12$$

#### 4.5.6 Net Present Value (NPV)

Besarnya NPV dapat dihitung dengan menggunakan Persamaan (2.37) yaitu dengan mengurangi PV biaya dari PV manfaat.

a. *Net Present Value* (NPV) pada alternatif 1

$$NPV = PV \text{ dari manfaat} - PV \text{ dari biaya}$$

$$NPV = Rp\ 172.556.628.282,75 - Rp\ 106.043.782.758,53$$

$$NPV = Rp. 66.512.845.524,22$$

$$= Rp. 66.512.845.500,00$$

b. *Net Present Value* (NPV) pada alternatif 2

$$NPV = PV \text{ dari manfaat} - PV \text{ dari biaya}$$

$$NPV = Rp\ 207.067.953.939,30 - Rp\ 106.043.782.758,53$$

$$NPV = Rp\ 101.024.171.180,77$$

$$= Rp\ 101.024.171.000,00$$

c. *Net Present Value* (NPV) pada alternatif 3

$$NPV = PV \text{ dari manfaat} - PV \text{ dari biaya}$$

$$NPV = Rp\ 331,308,726,302,88 - Rp\ 106.043.782.758,53$$

$$NPV = Rp. 135.535.496.837,32$$

$$= Rp. 135.535.496.800,00$$

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

Besarnya IRR dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (2.38), diawali dengan menghitung besarnya (P/A, i, n) sebagai berikut:

a. *Internal Rate of Return* (IRR) pada alternatif 1

$$(P/A, i, n) = CF/A$$

$$(P/A, i, 20) = \frac{Rp.62.781.464.817,00}{Rp.12.204.468.235,00}$$

$$(P/A, i, n) = 9\%$$

b. *Internal Rate of Return* (IRR) pada alternatif 2

$$(P/A, i, n) = CF/A$$

$$(P/A, i, 20) = \frac{Rp.62.781.464.817,00}{Rp.15.462.093.235,06}$$

$$(P/A, i, n) = 11 \%$$

c. *Internal Rate of Return* (IRR) pada alternatif 3

$$(P/A, i, n) = CF/A$$

$$(P/A, i, 20) = \frac{Rp.62.781.464.817,00}{Rp.18.719.718.235,06}$$

$$(P/A, i, n) = 14 \%$$

#### 4.6 Pembahasan Teknik dan Ekonomi

Ringkasan hasil perhitungan untuk kelayakan ekonomi diperlihatkan dalam Tabel dibawah ini:

**Tabel 4.8. Ringkasan perhitungan kelayakan ekonomi PLTMH Hek alternatif 1**

URAIAN	SATUAN	PROYEK PLTMH HEK
a. Daya dibangkitkan (P)	kW	1250
b. Energi mampu per tahun (E)	kWh	13.030.500
c. Umur guna/ umur usaha (t)	tahun	20
d. Harga jual (HJ)	Rp/kWh	1250
<b>Pendapatan per tahun (I)</b>	<b>Rp.</b>	<b>Rp. 16.288.125.000,00</b>
Biaya Awal sebelum pajak (CF <sub>0</sub> )	Rp.	55.474.460.558,00
PPn 10% + biaya pendanaan	Rp.	7.307.004.259,00
<b>Biaya Awal (CF)</b>	<b>Rp.</b>	<b>62.781.464.817,00</b>
<b>Pengeluaran per tahun</b> (Biaya Tetap, Variabel, Penyusutan)	<b>Rp.</b>	<b>4.083.656.764,94</b>
<b>Aliran kas bersih tahunan (A)</b>	<b>Rp.</b>	<b>Rp. 12.204.468.000,00</b>
<b>Periode Pengembalian (PP)</b>	<b>tahun</b>	<b>5,14</b>
<b>BCR</b>	<b>-</b>	<b>1,63</b>
<b>NPV</b>	<b>Rp.</b>	<b>Rp 66.512.845.500,00</b>
<b>IRR</b>	<b>(%)</b>	<b>9 %</b>

Sumber: Hasil Perhitungan dan Analisis

**Tabel 4.9. Ringkasan perhitungan kelayakan ekonomi PLTMH Hek alternatif 2**

URAIAN	SATUAN	PROYEK PLTMH HEK
a. Daya dibangkitkan (P)	kW	1500
b. Energi mampu per tahun (E)	kWh	13.030.500
c. Umur guna/ umur usaha (t)	tahun	20
d. Harga jual (HJ)	Rp/kWh	1500
<b>Pendapatan per tahun (I)</b>	<b>Rp.</b>	<b>Rp 19.545.750.000,00</b>
Biaya Awal sebelum pajak (CF <sub>0</sub> )	Rp.	55.474.460.558,00
PPn 10% + biaya pendanaan	Rp.	7.307.004.259,00
<b>Biaya Awal (CF)</b>	<b>Rp.</b>	<b>62.781.464.817,00</b>
<b>Pengeluaran per tahun</b> (Biaya Tetap, Variabel, Penyusutan)	<b>Rp.</b>	<b>4.083.656.764,94</b>
<b>Aliran kas bersih tahunan (A)</b>	<b>Rp.</b>	<b>Rp. 15.462.093.000,00</b>
<b>Periode Pengembalian (PP)</b>	<b>tahun</b>	<b>4,06</b>
<b>BCR</b>	<b>-</b>	<b>1,95</b>
<b>NPV</b>	<b>Rp.</b>	<b>Rp 101.024.171.000,00</b>
<b>IRR</b>	<b>(%)</b>	<b>11%</b>

Sumber: Hasil Perhitungan dan Analisis

**Tabel 4.10. Ringkasan perhitungan kelayakan ekonomi PLTMH Hek alternatif 3**

URAIAN	SATUAN	PROYEK PLTMH HEK
a. Daya dibangkitkan (P)	kW	1750
b. Energi mampu per tahun (E)	kWh	13.030.500
c. Umur guna/ umur usaha (t)	tahun	20
d. Harga jual (HJ)	Rp/kWh	1750
<b>Pendapatan per tahun (I)</b>	<b>Rp.</b>	<b>Rp. 22.803.375.000,00</b>
Biaya Awal sebelum pajak (CF <sub>0</sub> )	Rp.	55.474.460.558,00
PPn 10% + biaya pendanaan	Rp.	7.307.004.259,00
<b>Biaya Awal (CF)</b>	<b>Rp.</b>	<b>62.781.464.817,00</b>
<b>Pengeluaran per tahun</b> (Biaya Tetap, Variabel, Penyusutan)	<b>Rp.</b>	<b>4,094,402,832.14</b>
<b>Aliran kas bersih tahunan (A)</b>	<b>Rp.</b>	<b>Rp.18.719.718.000,00</b>
<b>Periode Pengembalian (PP)</b>	<b>tahun</b>	<b>3,38</b>
<b>BCR</b>	<b>-</b>	<b>2,28</b>
<b>NPV</b>	<b>Rp.</b>	<b>Rp. 135.535.496.800,00</b>
<b>IRR</b>	<b>(%)</b>	<b>14 %</b>

Sumber: Hasil Perhitungan dan Analisis

Pada tabel 4.7, 4.8 dan 4.9 dapat dilihat bahwa secara ekonomi proyek pembangunan PLTMH Hek ini layak untuk dilaksanakan . Hal ini dapat dilihat dari beberapa aspek:

1. Lamanya waktu pengembalian yaitu 5,14 tahun, 4,06 tahun dan 3,38 tahun, hal ini menunjukkan bahwa setelah waktu periode pengembalian itu terlampaui, pendapatan yang diperoleh dari pengoperasian PLTMH Hek ini setelah dikurangi biaya operasional, penyusutan dan pajak merupakan keuntungan bersih dari pembangunan PLTMH Hek ini.
2. Perbandingan pendapatan dan pengeluaran atau *Benefit Cost Ratio* yang lebih besar dari satu, hal ini jelas menunjukkan bahwa pembangunan PLTMH Hek ini akan menguntungkan secara finansial.
3. *Net Present value* yang menunjukkan angka positif atau lebih besar dari nol, tak ubahnya seperti BCR, nilai NPV yang lebih dari nol menunjukkan bahwa pembangunan PLTMH Hek ini menguntungkan secara finansial.
4. IRR yang lebih besar dari suku bunga bank saat ini menunjukkan juga bahwa proyek pembangunan PLTMH Hek ini layak untuk dilaksanakan.

Berdasarkan uraian tentang kelayakan diatas jelaslah bahwa proyek pembangunan PLTMH Hek ini layak secara ekonomi

Setelah melihat analisis secara teknis dan ekonomi yang menunjukkan bahwa proyek pembangunan PLTMH Hek layak baik secara teknis maupun ekonomi, maka dapat ditegaskan bahwa proyek pembangunan PLTMH Hek layak untuk dilaksanakan. Selanjutnya hasil dari studi kelayakan ini dapat digunakan sebagai rekomendasi pada pihak-pihak yang ingin melaksanakan proyek ini sebelum dilakukan detail desain dari pembangunannya.

## BAB V

### PENUTUP

#### 5.1 Kesimpulan

Dari hasil analisis yang telah dilakukan pada pembahasan sebelumnya dapat disimpulkan antara lain sebagai berikut:

1. Secara teknis pembangunan kedua PLTMH Hek layak untuk dilaksanakan karena dengan masing-masing debit  $1,57 \text{ m}^3/\text{dtk}$  dan *head efektif* 57,293 m serta debit  $2,5 \text{ m}^3/\text{dtk}$  dan *head efektif* 48,173 m dapat membangkitkan daya sebesar 1750 kW dengan ketentuan pemilihan jenis dan dimensi turbin dan generator yang sudah diperhitungkan.
2. Secara ekonomis, terdapat 3 alternatif nilai jual energi listrik yang dihasilkan, yaitu Rp.1.250,00, Rp.1.500,00 dan Rp.1.750,00 yang memungkinkan waktu pengembalian modal awal selama 5,14 tahun, 4,06 tahun dan 3,38 tahun. Setelah waktu pengembalian terlampaui, pendapatan yang diperoleh merupakan keuntungan bersih dari pembangunan PLTMH Hek. Diperoleh nilai *Benefit-to-Cost Rasio* (BCR) yang lebih besar dari satu, yaitu berturut-turut untuk tiap alternatif nilai jual tersebut adalah 1,63, 1,95 dan 2,28, nilai Net Present Value (NPV) yang menunjukkan angka positif sebesar Rp66.512.845.500,00, Rp101.024.171.000,004 dan Rp.135.535.496.800,00 dan nilai Internal Rate of Return (IRR) yang lebih besar dari suku bunga bank, yaitu sebesar 9 %, 11 % dan 14 %.
- 3 Secara keseluruhan dari perhitungan teknis maupun ekonomis pembangunan PLTMH Hek layak untuk dilaksanakan.

#### 5.2 Saran

Disarankan agar pihak-pihak yang ingin merealisasikan pembangunan PLTMH Hek baik swasta, koperasi maupun pemerintah daerah mengadakan studi lebih mendalam lagi dari segi sosial kemasyarakatan, agar keberadaan PLTMH Hek nantinya jangan sampai merugikan atau mengganggu aktifitas warga yang berada di dekat lokasi PLTMH.

## DAFTAR PUSTAKA

- Arismunandar, A., S. Kuwahara. 2000. *Buku Pegangan Teknik Tenaga Listrik I*. Bandung: PT. Pradnya Paramita.
- Dandekar, M.M.,K.N. Sharma. 1991. *Pembangkit Listrik Tenaga Air*. Jakarta: Penerbit Universitas Indonesia (UI-Press).
- Dietzel Fritz. 1988. *Turbin, Pompa dan Kompresor*. Jakarta: Penerbit Erlangga.
- Kadir, A. 1996. *Pembangkit Tenaga Listrik*. Jakarta: Penerbit Universitas Indonesia.
- Mismail, B. 1991/1992. *Pelistrikan Desa di Indonesia*. Depok: Pusat Antar Universiats-Studi Ekonomi, Universitas Indonesia Kampus Baru UI.
- Patty, O.F. 1995. *Tenaga Air*. Jakarta: Penerbit Erlangga.
- Sasongko, Djoko, Joseph B. Franzini dan Ray K. Linsley. *Teknik Sumber Daya Air*. Jakarta: Erlangga.
- Hangzhou Regional Center (Asia-Pasifik) for Small Hydropower. *Small Hydropower*. Hangzou China: Zhejiang University
- Soemarto, M. Muhartopo. 1984. *Pembangkit Tenaga Hidro Elektrik Ukuran Kecil*. Bandung: CV. ARMICO.
- Suyanto,Adhi & Sunaryo, Trie M. (2001). *Ekonomi Teknik Proyek Sumber Daya Air*, Jakarta: Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia.
- Wibawa, U. 2004. *Manajemen Industri-II*. Malang: Teknik Elektro Fakultas Teknik UNIBRAW.
- Wibawa, U. 2006. *Sumber Daya Energi Alternatif*. Malang: Teknik Elektro Fakultas Teknik UNIBRAW.
- Zuhal.1991. *Dasar Teknik Tenaga Listrik*. Bandung: Penerbit ITB.

# Lampiran



## Lampiran 1, Perhitungan alternatif 1

<b>Biaya Investasi/cost flow (CF)</b>	Pek Sipil	32,521,210,667.82	
	Pek Mek+Elelektrik	19,671,676,680.00	
	Biaya Lainnya	4,881,171,576.73	
	Pajak 10%		57,074,058,924.55
		<b>(CF)</b>	<b>62,781,464,817.01</b>
<b>Proyeksi pendapatan (I)</b>	Daya kapasitas terpasang (kW)	1,750	
	Kapasitas terpakai (85%)	1,488	
	E (energi dalam satu tahun) (kWh)	13,030,500	
	Asumsi TDL	1,250.00	
		<b>(I) selama 1 tahun</b>	
<b>Aliran Kas Bersih (A)</b>	Biaya Tetap (per kWh)	40.00	521,220,000.00
	Biaya variabel (per kWh)	4.00	52,122,000.00
	penyusutan ( per tahun)		3,139,073,240.85
	Total		3,712,415,240.85
	pajak 10%		371,241,524.09
	total biaya pengeluaran		4,083,656,764.94
	<b>(A)</b>		<b>12,204,468,235.06</b>
<b>Periode Pengembalian (n)</b>		<b>(n) (tahun)</b>	<b>5.14</b>
<b>Benefit Cost Rasio (BCR)</b>	Suku bunga (i)	7%	
	Umur PLTMH Hek (n)	20	
	PV manfaat		172,556,628,282.75
	PV dari biaya		106,043,782,758.53
	<b>BCR</b>		<b>1.63</b>
<b>Net Presen Value (NPV)</b>			<b>66,512,845,524.22</b>
<b>Internal Rate Return (IRR)</b>			<b>9%</b>

**Lanjutan Lampiran 1**  
**Perhitungan IRR**

Umur (tahun)	
0	-62,781,464,817.01
1	12,204,468,235.06
2	12,204,468,235.06
3	12,204,468,235.06
4	12,204,468,235.06
5	12,204,468,235.06
6	12,204,468,235.06
7	12,204,468,235.06
8	12,204,468,235.06
9	12,204,468,235.06
10	12,204,468,235.06
11	12,204,468,235.06
12	12,204,468,235.06
13	12,204,468,235.06
14	12,204,468,235.06
15	12,204,468,235.06
16	12,204,468,235.06
17	12,204,468,235.06
18	12,204,468,235.06
19	12,204,468,235.06
20	12,204,468,235.06
<b>IRR</b>	<b>9%</b>
<b>NPV</b>	<b>66,512,845,524.22</b>

Lampiran 2. Perhitungan alternatif 2

<b>Biaya Investasi/Cost Flow (CF)</b>	Pek Sipil	32,521,210,667.82	
	Pek Mek+Elelektrik	19,671,676,680.00	
	Biaya Lainnya	4,881,171,576.73	
	Pajak 10%		57,074,058,924.55
		<b>(CF)</b>	<b>62,781,464,817.01</b>
<b>Proyeksi pendapatan (I)</b>	Daya kapasitas terpasang (kW)		1,750
	Kapasitas terpakai (85%)		1,488
	E (energi dalam satu tahun) (kWh)	13,030,500	
	Asumsi TDL	1,500.00	
		<b>(I) selama 1 tahun</b>	<b>19,545,750,000.00</b>
<b>Aliran Kas Bersih (A)</b>	Biaya Tetap (per kWh)	40.00	521,220,000.00
	Biaya variabel (per kWh)	4.00	52,122,000.00
	penyusutan (per tahun)		3,139,073,240.85
	Total		3,712,415,240.85
	pajak 10%		371,241,524.09
tatal biaya pengeluaran		4,083,656,764.94	
		<b>(A)</b>	<b>15,462,093,235.06</b>
<b>Periode Pengembalian (n)</b>		<b>(n) (tahun)</b>	<b>4.06</b>
<b>Benefit Cost Ratio (BCR)</b>	suku bunga (i)	7%	
	umur PLTMH Hek (n)	20	
	PV manfaat		207,067,953,939.30
	PV dari biaya		106,043,782,758.53
		<b>BCR</b>	<b>1.95</b>
<b>Net Presen Value (NPV)</b>			<b>101,024,171,180.77</b>
<b>Internal Rate Return (IRR)</b>			<b>11%</b>

Lanjutan Lampiran 2

Perhitungan IRR

Umur (tahun)	
0	-62,781,464,817.01
1	15,462,093,235.06
2	15,462,093,235.06
3	15,462,093,235.06
4	15,462,093,235.06
5	15,462,093,235.06
6	15,462,093,235.06
7	15,462,093,235.06
8	15,462,093,235.06
9	15,462,093,235.06
10	15,462,093,235.06
11	15,462,093,235.06
12	15,462,093,235.06
13	15,462,093,235.06
14	15,462,093,235.06
15	15,462,093,235.06
16	15,462,093,235.06
17	15,462,093,235.06
18	15,462,093,235.06
19	15,462,093,235.06
20	15,462,093,235.06
<b>IRR</b>	<b>11%</b>
<b>NPV</b>	<b>31,385,454,180.85</b>

Lampiran 3. Perhitungan alternatif 3

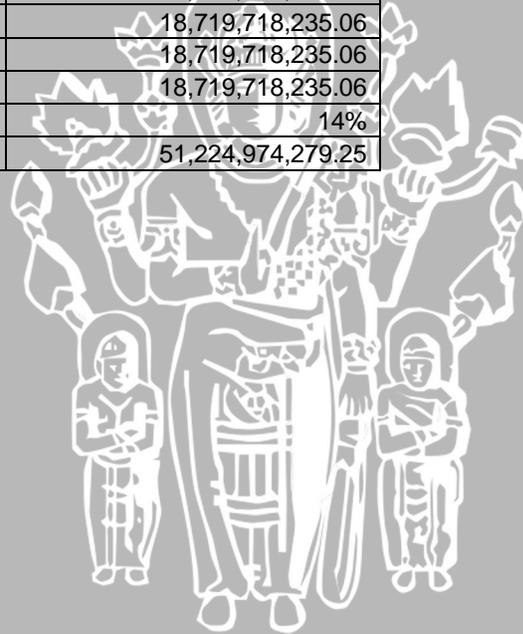


<b>Biaya Investasi/Cost Flow (CF)</b>	Pek Sipil	32,521,210,667.82	
	Pek Mek+Elektirik	19,671,676,680.00	
	Biaya Lainnya	4,881,171,576.73	
	Pajak 10%		57,074,058,924.55
		<b>(CF)</b>	<b>62,781,464,817.01</b>
<b>Proyeksi pendapatan (I)</b>	Daya kapasitas terpasang (kW)	1,750	
	Kapasitas terpakai (85%)	1,488	
	E (energi dalam satu tahun) (kWh)	13,030,500	
	Asumsi TDL	1,750.00	
		<b>(I) selama 1 tahun</b>	
<b>Aliran Kas Bersih (A)</b>	Biaya Tetap (per kWh)	40.00	521,220,000.00
	Biaya variabel (per kWh)	4.00	52,122,000.00
	penyusutan ( per tahun)		3,139,073,240.85
	Total		3,712,415,240.85
	pajak 10%		371,241,524.09
	tatal biaya pengeluaran		4,083,656,764.94
	<b>(A)</b>		<b>18,719,718,235.06</b>
<b>Periode Pengembalian (n)</b>		<b>(n) (tahun)</b>	<b>3.35</b>
<b>Benefit Cost Rasio (BCR)</b>	suku bunga (i)	7%	
	umur PLTMH Hek (n)	20	
	PV manfaat		241,579,279,595.85
	PV dari biaya		106,043,782,758.53
	<b>BCR</b>		<b>2.28</b>
<b>Net Presen Value (NPV)</b>			135,535,496,837.32
<b>Internal Rate Return (IRR)</b>			<b>14%</b>

Lanjutan Lampiran 3

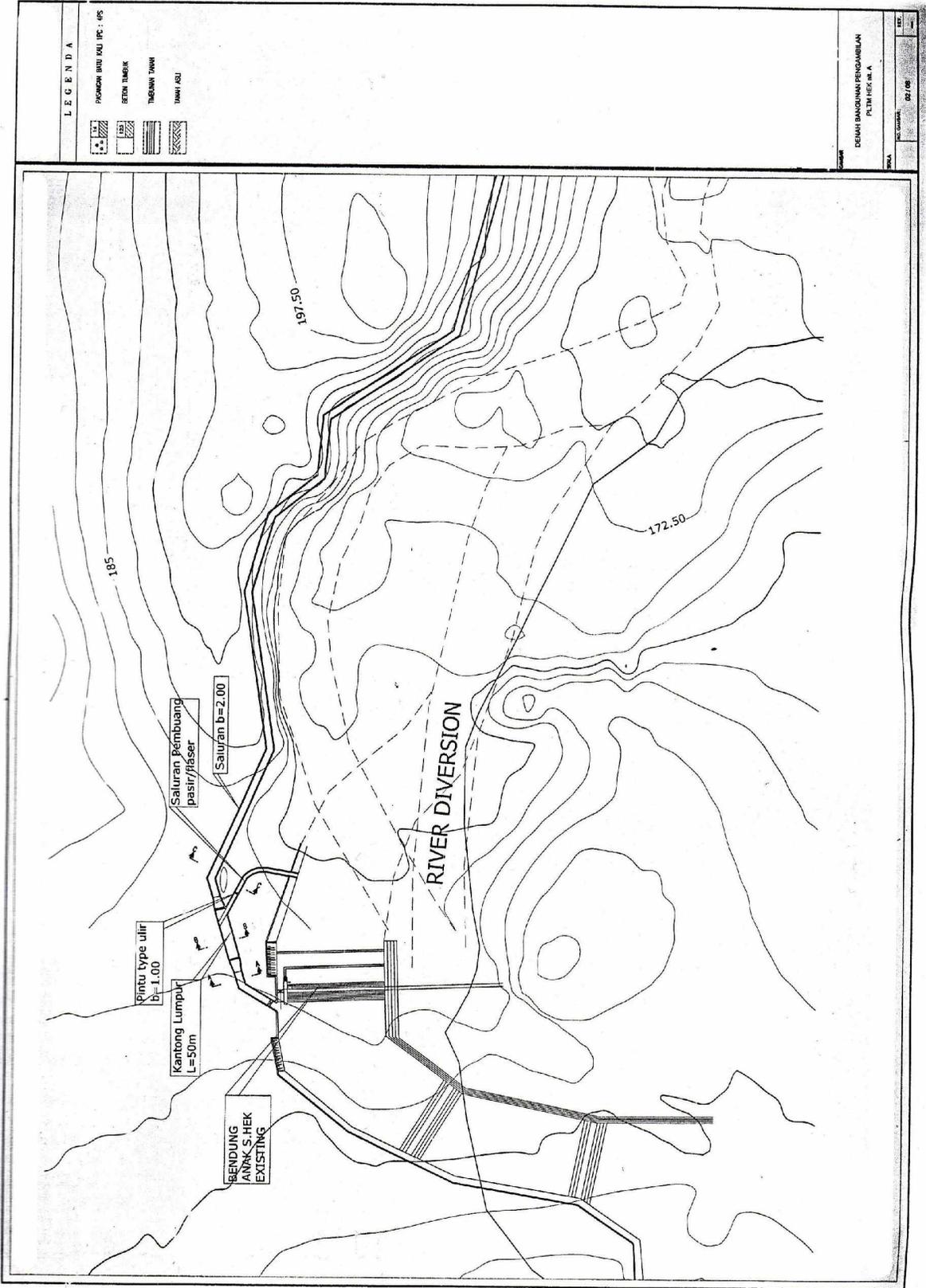
Perhitungan IRR

Umut (tahun)	
0	-62,781,464,817.01
1	18,719,718,235.06
2	18,719,718,235.06
3	18,719,718,235.06
4	18,719,718,235.06
5	18,719,718,235.06
6	18,719,718,235.06
7	18,719,718,235.06
8	18,719,718,235.06
9	18,719,718,235.06
10	18,719,718,235.06
11	18,719,718,235.06
12	18,719,718,235.06
13	18,719,718,235.06
14	18,719,718,235.06
15	18,719,718,235.06
16	18,719,718,235.06
17	18,719,718,235.06
18	18,719,718,235.06
19	18,719,718,235.06
20	18,719,718,235.06
<b>IRR</b>	14%
<b>NPV</b>	51,224,974,279.25

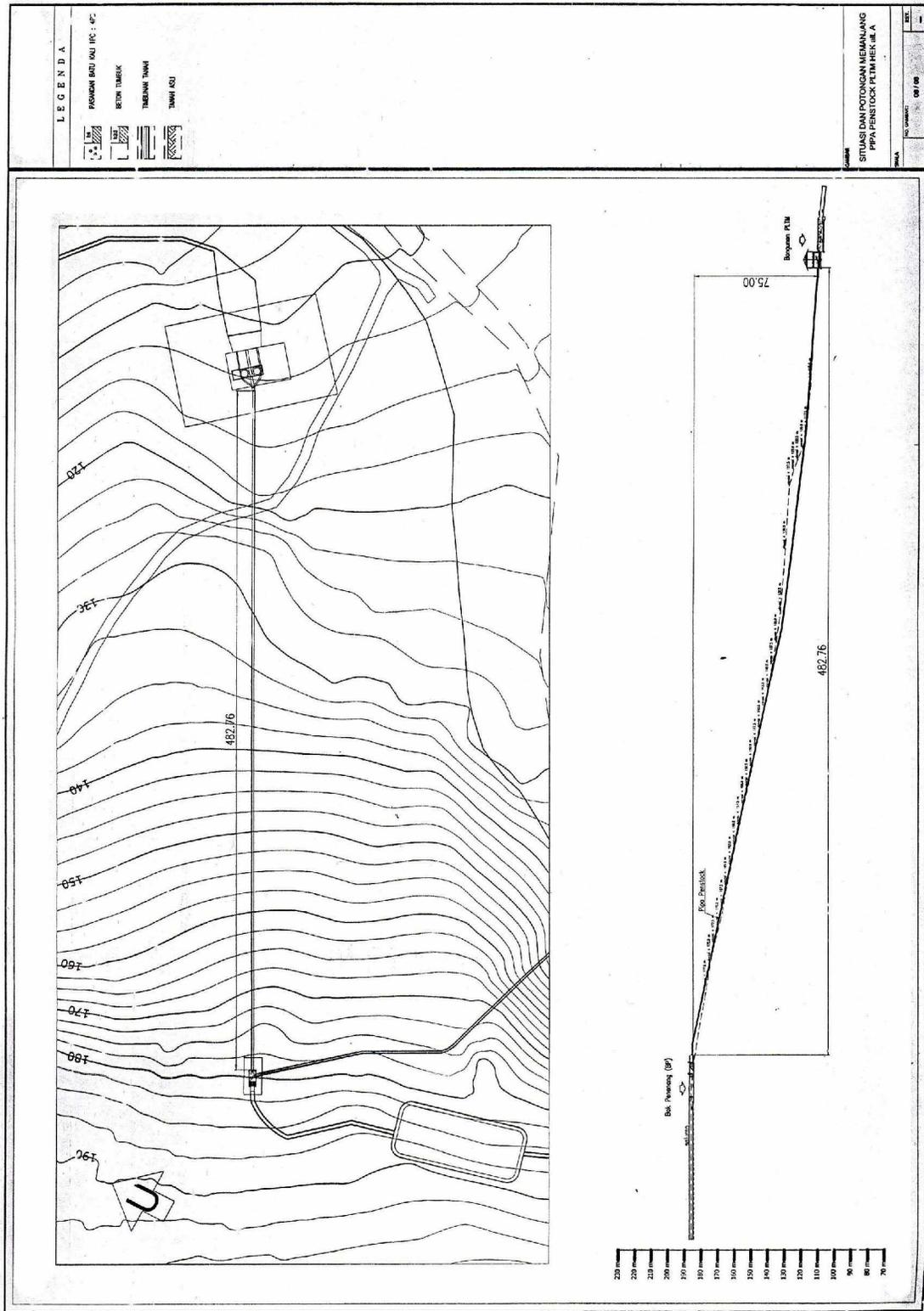


Lampiran 4. Denah Banguna Pengambilan PLTMH Hek A

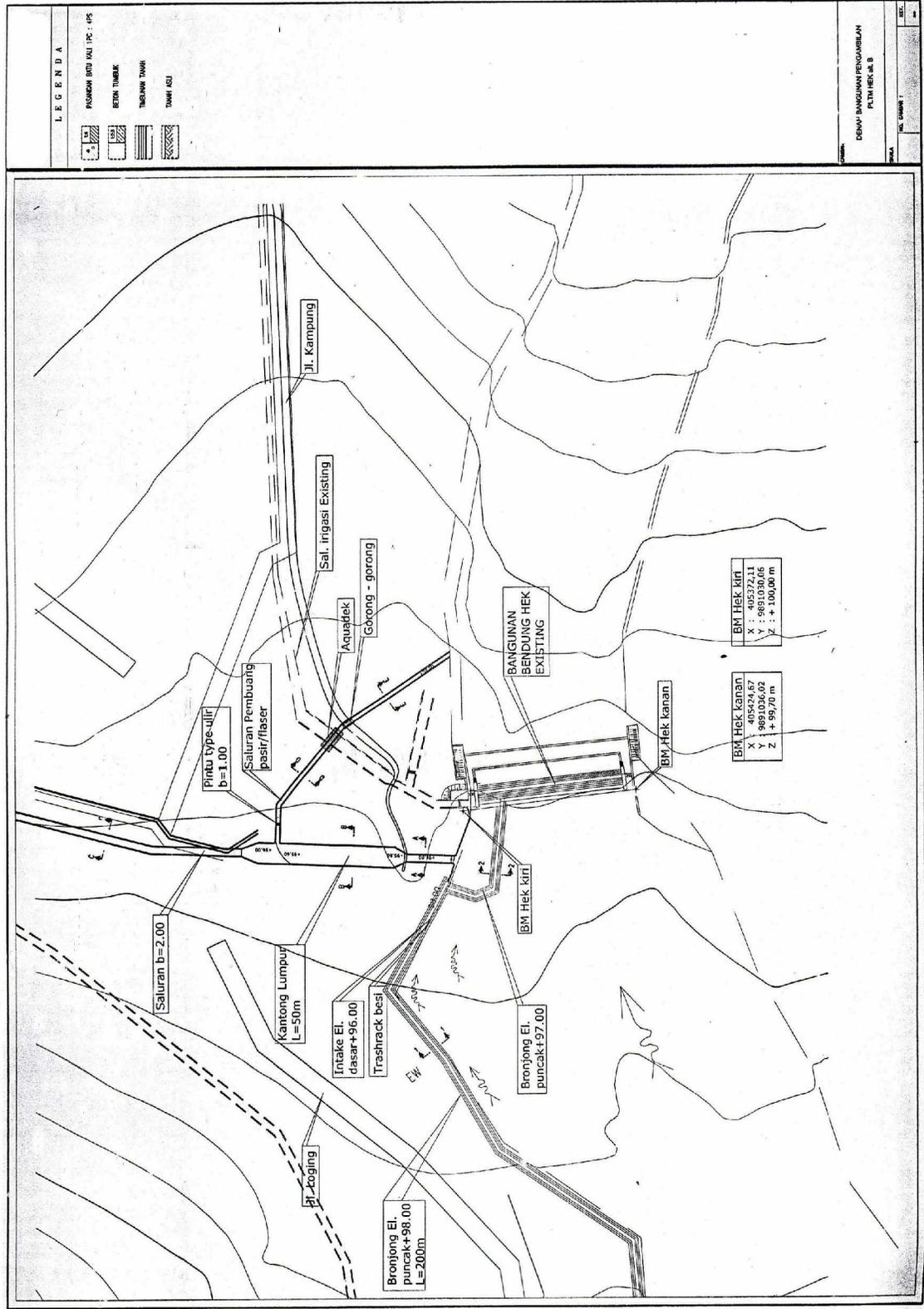




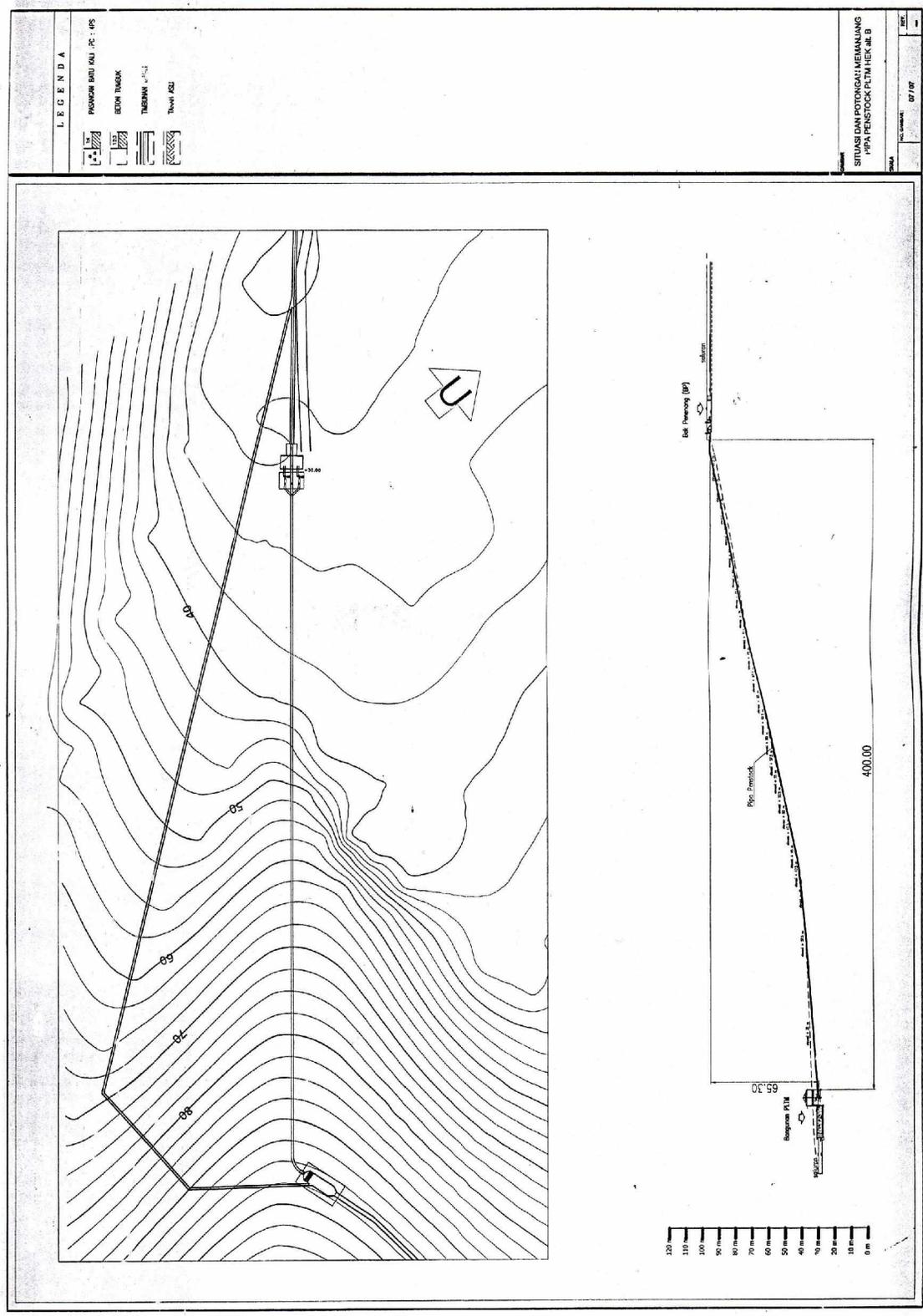
### Lampiran 5. Gambar Situasi dan Potongan Memanjang Pipa Penstock PLTMH Hek A



### Lampiran 6. Denah Banguna Pengambilan PLTMH Hek B



### Lampiran 7. Gambar Situasi dan Potongan Memanjang Pipa Penstock PLTMH Hek B



**Lampiran 8. Data Curah Hujan harian maksimum (mm/hari)**

Tahun	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Maks
1984	33.99	32.41	64.26	50.83	57.70	116.40	87.70	77.60	98.20	38.40	65.70	71.40	116.40
1985	42.00	55.40	28.00	42.20	23.20	14.60	46.00	74.40	4.80	37.00	48.40	57.20	74.40
1986	56.60	19.00	50.00	29.00	27.00	42.20	45.48	14.00	9.00	28.80	14.00	13.00	56.60
1987	10.00	42.00	60.20	48.30	45.00	45.00	51.86	22.23	4.00	24.00	85.00	47.00	85.00
1988	23.00	48.50	50.50	59.00	55.40	55.90	50.50	39.97	23.51	50.00	35.50	19.80	59.00
1989	50.50	50.50	38.30	0.00	21.00	50.50	40.20	50.00	50.50	43.00	40.00	28.50	50.50
1990	61.90	41.50	45.00	29.50	29.50	35.50	22.80	12.16	42.52	51.00	55.00	29.50	61.90
1991	20.17	15.85	45.50	58.20	70.10	93.00	99.70	15.00	0.00	13.50	45.50	44.50	99.70
1992	49.48	41.50	32.50	33.50	59.00	58.00	51.50	6.00	14.50	55.00	55.50	41.00	59.00
1993	24.94	13.50	38.50	32.00	35.00	42.50	45.40	0.00	34.50	5.80	50.00	18.50	50.00
1994	21.20	28.20	45.00	52.50	48.00	36.00	21.00	71.50	49.00	0.00	0.00	0.00	71.50
1995	10.00	5.00	26.50	30.80	23.10	62.90	45.70	55.00	98.80	42.50	40.50	21.90	98.80
1996	17.00	13.30	23.90	29.80	36.27	33.58	13.74	36.65	90.00	35.50	29.80	41.60	90.00
1997	23.10	37.40	15.50	30.40	14.60	0.00	51.50	0.00	0.00	4.00	17.50	17.50	51.50
1998	0.00	0.00	0.00	0.00	37.00	42.38	9.07	22.13	9.81	21.64	42.50	30.50	42.50
1999	11.50	21.50	42.40	29.50	39.00	38.50	31.50	45.50	34.00	35.50	41.00	41.20	45.50
2000	34.50	48.50	43.50	45.50	23.50	47.50	38.50	38.00	28.50	29.50	32.50	27.50	48.50
2001	32.50	31.50	31.50	33.00	43.50	41.50	45.50	45.50	47.50	45.00	47.00	43.00	47.50
2002	32.50	32.50	39.50	39.50	35.50	43.50	22.50	0.00	13.50	0.00	42.50	45.00	45.00
2003	42.50	21.50	43.50	35.00	36.60	63.00	52.00	67.20	16.60	18.40	28.90	48.50	67.20
2004	14.40	9.10	32.40	9.50	28.30	33.70	48.70	3.30	15.70	26.20	42.10	60.30	60.30
2005	35.50	69.80	57.20	48.00	78.30	58.30	63.10	80.20	9.00	48.80	94.00	58.20	94.00
2006	14.60	4.60	9.90	7.70	40.30	36.80	43.50	23.40	23.00	9.00	27.30	31.30	45.30

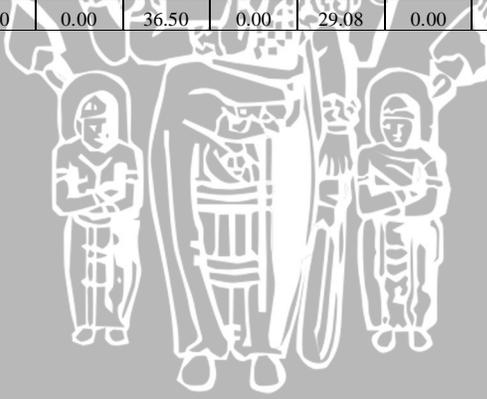
Sumber : Data Sekunder



**Lampiran 9. Data Curah Hujan Bulanan maksimum (mm/hari)**

Tahun	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1984	101.67	169.21	221.05	181.21	362.50	481.00	40.50	181.70	284.20	65.70	86.90	291.50
1985	114.20	145.60	64.60	233.10	83.60	62.60	188.60	198.20	12.80	85.60	86.40	139.60
1986	134.50	35.00	175.60	136.20	47.00	68.54	145.89	22.50	26.00	95.30	53.00	20.50
1987	19.50	103.50	197.40	175.80	294.80	171.00	118.52	88.91	4.00	54.00	284.30	172.30
1988	49.50	400.60	355.60	333.90	447.20	226.90	229.40	190.44	58.78	157.50	81.50	62.00
1989	264.80	152.50	92.70	0.00	122.00	525.40	368.80	374.50	280.90	236.20	130.40	137.60
1990	190.30	89.90	137.70	131.50	36.50	108.50	71.44	19.76	104.87	225.50	236.00	80.00
1991	63.39	51.86	216.10	149.10	397.90	321.60	258.80	51.50	0.00	30.50	92.50	97.00
1992	112.46	86.50	89.50	155.00	310.00	189.50	251.30	12.00	23.00	154.20	292.00	87.90
1993	40.53	26.00	65.30	89.00	149.40	191.20	154.50	0.00	43.00	13.40	229.20	23.00
1994	65.60	113.10	248.00	119.10	161.50	114.80	39.20	103.00	56.50	0.00	0.00	0.00
1995	32.40	17.30	78.40	137.60	91.90	248.30	254.10	320.90	180.50	116.70	226.10	95.20
1996	49.30	33.50	124.20	210.20	121.92	130.29	42.26	115.21	325.90	140.70	135.30	136.80
1997	46.00	137.20	59.00	162.90	47.00	0.00	142.00	0.00	0.00	4.00	65.90	34.00
1998	0.00	0.00	0.00	0.00	264.30	116.51	29.08	90.63	38.44	42.83	234.50	85.50
1999	50.70	49.00	231.17	170.50	202.50	438.50	217.50	228.50	85.50	262.50	295.50	266.00
2000	368.20	302.00	117.50	166.50	42.00	596.00	298.00	329.50	205.00	275.50	120.50	134.50
2001	150.50	87.50	59.00	139.50	235.00	245.50	198.00	217.50	424.00	179.50	212.00	210.50
2002	200.50	58.50	179.00	208.00	185.50	316.00	43.00	0.00	19.00	0.00	308.50	352.20
2003	193.50	39.50	250.00	190.70	195.60	222.20	181.60	204.60	75.10	61.60	120.90	138.30
2004	66.70	33.20	87.40	49.30	119.40	156.20	309.00	6.10	59.20	59.70	100.70	136.70
2005	162.10	130.30	155.70	269.90	325.70	188.70	241.00	292.80	26.00	212.80	213.60	159.00
2006	52.20	14.30	43.40	28.80	120.40	175.60	137.80	58.00	66.50	17.10	107.50	169.10
Rata2	109.94	98.96	141.23	149.47	189.72	230.21	172.19	135.05	104.31	108.30	161.44	131.70
Maks	368.20	400.60	355.60	333.90	447.20	596.00	368.80	374.50	424.00	275.50	308.50	352.20
Min	0.00	0.00	0.00	0.00	36.50	0.00	29.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Sumber : Data Sekunder



Lampiran 10. Analisis peluang kejadian hujan menggunakan metode weibul

No Urut	Hujan Bulanan (mm)												Peluang (%)
	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
1	368.20	400.60	431.17	333.90	447.20	596.00	408.50	374.50	424.00	275.50	308.50	352.20	4.17
2	264.80	302.00	355.60	269.90	397.90	525.40	368.80	329.50	325.90	262.50	295.50	291.50	8.33
3	200.50	169.21	250.00	233.10	362.50	481.00	309.03	320.90	248.20	236.20	292.00	266.00	12.50
4	193.50	152.50	248.00	210.20	325.70	438.50	298.00	292.80	280.90	225.00	284.30	210.50	16.67
5	190.30	145.60	221.05	208.00	310.00	321.60	258.80	228.50	205.00	212.80	236.80	172.30	20.83
6	162.10	137.20	216.10	190.70	294.80	316.00	254.10	217.50	180.50	179.50	234.50	169.10	25.00
7	150.50	130.30	197.40	181.21	264.30	248.30	251.30	204.60	104.87	157.50	229.20	159.00	29.17
8	134.50	113.10	179.00	175.80	235.00	245.50	241.00	198.20	85.50	154.20	226.10	139.00	33.33
9	114.20	103.50	175.60	170.50	202.50	226.90	229.40	190.44	75.10	140.70	213.60	138.30	37.50
10	112.46	89.90	155.70	166.50	195.60	222.20	217.50	181.70	66.50	116.00	212.00	137.60	41.67
11	101.67	87.50	137.70	162.90	185.50	191.20	198.00	115.20	59.20	95.30	135.20	136.80	45.83
12	66.70	86.50	124.20	155.00	161.50	189.50	188.60	103.00	58.78	85.60	130.40	136.70	50.00
13	65.60	58.50	117.50	149.10	149.40	188.70	181.60	90.63	56.50	65.70	120.90	134.50	54.17
14	63.39	51.86	92.70	139.50	122.00	175.60	154.50	88.91	43.00	61.60	120.50	97.00	58.33
15	52.20	49.00	89.50	137.60	121.92	171.00	145.89	58.00	38.44	59.70	107.50	95.20	62.50
16	50.70	39.50	87.40	136.20	120.40	156.20	142.00	51.50	26.00	54.00	100.70	87.90	66.67
17	49.50	35.00	78.40	131.50	119.40	130.28	137.80	22.50	26.00	42.83	92.50	85.50	70.83
18	49.30	33.50	65.30	119.10	91.90	116.51	118.52	19.76	23.00	30.50	86.90	80.00	75.00
19	46.00	33.20	64.60	89.00	83.60	114.80	71.44	12.00	19.00	17.10	86.40	62.00	79.17
20	40.53	26.00	59.00	49.30	47.00	108.50	43.00	6.10	12.80	16.40	81.50	34.00	83.33
21	32.40	17.30	59.00	28.80	47.00	68.54	42.26	0.00	4.00	4.00	65.90	23.00	87.50
22	19.50	14.30	46.40	0.00	12.00	62.60	39.20	0.00	0.00	0.00	53.00	20.50	91.67
23	0.00	0.00	0.00	0.00	36.50	0.00	29.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	95.83
Rata-rata	109.94	98.96	150.06	149.47	188.42	230.21	188.19	135.05	102.75	108.38	161.47	131.68	
P 50%	66.70	86.50	124.20	155.00	161.50	189.60	188.60	103.00	58.80	85.60	130.40	136.70	
P 60%	58.90	50.70	91.40	138.70	122.00	176.80	151.10	76.50	41.20	60.80	115.30	96.30	
P 70%	49.70	35.90	80.20	132.40	119.60	135.50	138.60	28.30	26.00	45.10	94.10	86.00	
P 80%	44.90	31.80	63.50	81.10	76.30	113.50	65.80	10.80	17.80	16.40	85.40	56.40	
P 90%	24.70	15.50	49.60	11.50	44.00	65.00	40.40	0.00	1.60	1.60	58.20	21.50	

Sumber : Data Sekunder



Lampiran 11. Debit andalan DAS Hek dengan metode weibul

No Urut	Peluang (%)	Debit Bulanan (m <sup>3</sup> / detik)											
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	4.17	5.82	6.04	5.24	5.13	6.03	7.75	5.35	4.55	5.04	3.17	3.42	3.37
2	8.33	4.65	5.11	3.92	4.20	5.06	6.65	4.71	4.16	3.71	2.76	2.71	3.27
3	12.50	3.93	3.41	3.89	3.70	4.79	6.53	4.10	3.59	3.62	2.69	32.50	3.08
4	16.67	3.85	3.34	3.63	3.46	4.45	5.79	3.62	3.58	3.49	2.23	2.49	2.44
5	20.83	3.82	3.24	3.61	3.33	3.95	4.60	3.52	2.83	2.80	1.96	2.47	1.83
6	25.00	3.50	3.11	3.49	3.29	3.27	4.51	3.41	2.61	2.16	1.90	2.45	1.72
7	29.17	3.37	3.07	3.29	3.16	2.95	3.84	3.32	2.59	1.61	1.72	2.33	1.71
8	33.33	3.19	2.82	3.17	3.14	2.94	3.62	3.11	2.51	1.49	1.47	2.14	1.70
9	37.50	2.96	2.76	3.08	3.04	2.86	3.43	3.03	2.49	1.45	1.25	1.68	1.42
10	41.67	2.74	2.75	2.92	2.98	2.82	3.36	2.70	2.27	1.43	1.23	1.64	1.36
11	45.83	2.74	2.75	2.72	2.85	2.54	3.15	2.57	1.55	1.38	1.19	1.60	1.31
12	50.00	2.74	2.73	2.66	2.75	2.51	2.83	2.48	1.43	1.32	1.19	1.36	1.30
13	54.17	2.74	2.72	2.50	2.61	2.05	2.51	2.36	1.39	1.28	1.14	1.36	1.18
14	58.33	2.74	2.70	2.23	2.60	2.04	2.42	1.96	1.34	1.26	1.10	1.29	1.11
15	62.50	2.74	2.70	2.20	2.57	19.40	2.24	1.86	1.32	1.23	1.08	1.26	1.01
16	66.67	2.74	2.70	2.19	2.51	19.30	2.13	1.83	1.31	1.21	1.06	1.13	1.00
17	70.83	2.74	2.70	2.19	2.45	19.20	2.00	1.83	1.28	1.18	1.04	1.00	0.89
18	75.00	2.74	2.70	2.17	2.08	1.81	1.98	1.61	1.28	1.17	1.02	0.99	0.82
19	79.17	2.74	2.70	2.17	2.00	1.79	1.98	1.47	1.27	1.17	1.01	0.98	0.82
20	83.33	2.74	2.61	2.17	2.00	1.79	1.66	1.45	1.26	1.16	1.00	0.95	0.81
21	87.50	2.74	2.61	2.17	2.00	1.77	1.65	1.43	1.26	1.16	1.00	0.94	0.79
22	91.67	1.50	1.35	1.09	1.50	1.74	1.62	1.42	0.78	0.72	0.83	0.94	0.56
23	95.83	1.37	1.31	1.09	1.01	1.12	1.5	1.17	0.66	0.61	0.52	0.92	0.43
Q rata-rata		3.08	2.95	2.77	2.80	5.05	3.38	2.62	2.06	1.81	1.46	2.98	1.48
Q 70 %		2.74	2.95	2.78	2.46	1.92	2.03	1.83	1.3	1.19	1.04	1.03	0.91
Q 80 %		2.74	2.7	2.19	2	1.79	1.92	1.47	1.27	1.17	1.01	0.97	0.82
Q 90 %		2	2.68	2.17	1.7	1.75	1.63	1.42	0.97	0.9	0.9	0.94	0.65

Sumber : Data Sekunder





# Dokumentasi



Batas Wilayah Kecamatan Bunta Sulawesi Tengah



Lokasi Sungai Hek B



Lokasi Sungai Hek A



Kegiatan untuk menentukan elevasi dengan menggunakan GPS



Lokasi pembangunan rumah pembangkit

