

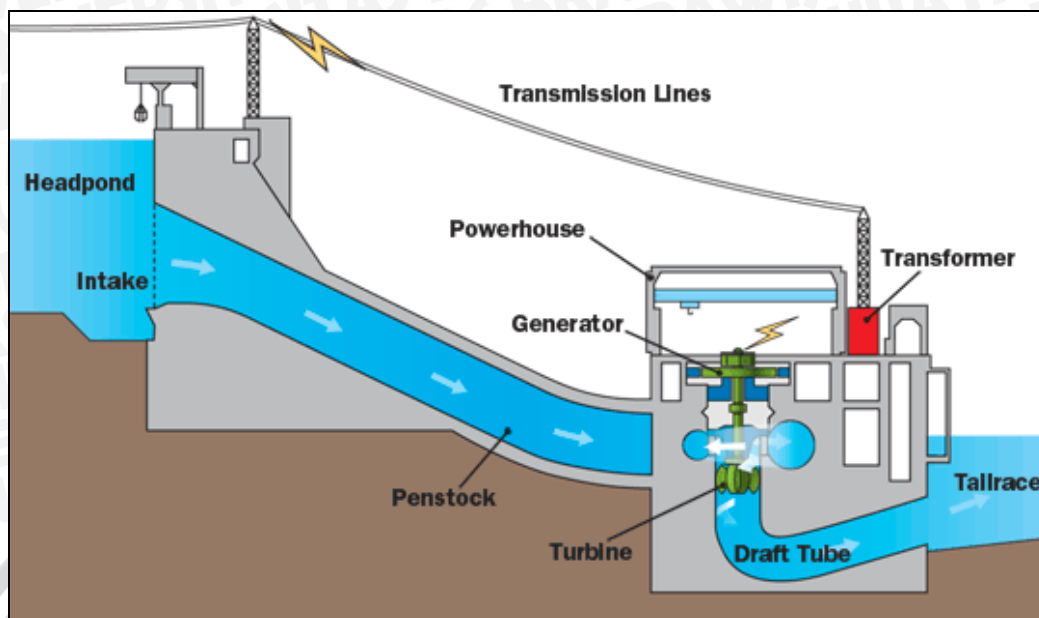
BAB II

LANDASAN TEORI

2.1. Pembangkit Listrik Tenaga Mikro

Pembangkit listrik tenaga air secara umum diartikan sebagai suatu pembangkit energi listrik yang memanfaatkan proses perpindahan air melalui turbin dengan jumlah debit dan kuantitas yang sama dari tempat asal (World Energy Council, 2010:21). Pembangkit listrik tenaga air terbagi menjadi beberapa jenis, dalam penelitian ini akan dibahas mengenai pembangkit listrik tenaga mikro hidro. Secara harfiah, mikro berarti kecil sedangkan hidro artinya air. Sehingga, pembangkit listrik tenaga mikro hidro dapat diartikan sebagai pemanfaatan pembangkit listrik tenaga air dengan kapasitas yang kecil (mikro). Pada pemanfaatan dam kecil yang didesain dengan beberapa tipe turbin khusus dengan unit kecil dan dihubungkan dengan generator yang berada diluar penutup dapat dikatakan sebagai pembangkit listrik mikro hidro (Mosonyi, 1987:121).

Menurut Mosonyi (1987:121), pada pembangkit listrik tenaga mikrohidro memiliki tiga komponen utama yaitu air (sumber energi), turbin dan generator. Prinsip kerja PLTMH yang paling utama adalah memanfaatkan semaksimal mungkin energi air yang dapat ditangkap oleh peralatan utamanya yang disebut turbin/kincir air. Air yang mengalir dengan kapasitas tertentu disalurkan dari 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 Mikro merubah energi aliran dan ketinggian air menjadi energi listrik.



Gambar 2.1 Skema Konversi Energi Pada PLTA

Sumber: http://www.nbpower.com/html/en/safety_learning/learning/electricity_generated/hydro/hydro.html

2.2. Klasifikasi Pembangkit Listrik Tenaga Air

Klasifikasi pembangkit tenaga air dapat dibedakan menjadi lima jenis berdasarkan masing-masing parameter, antara lain :

1. Pembagian Secara Teknis

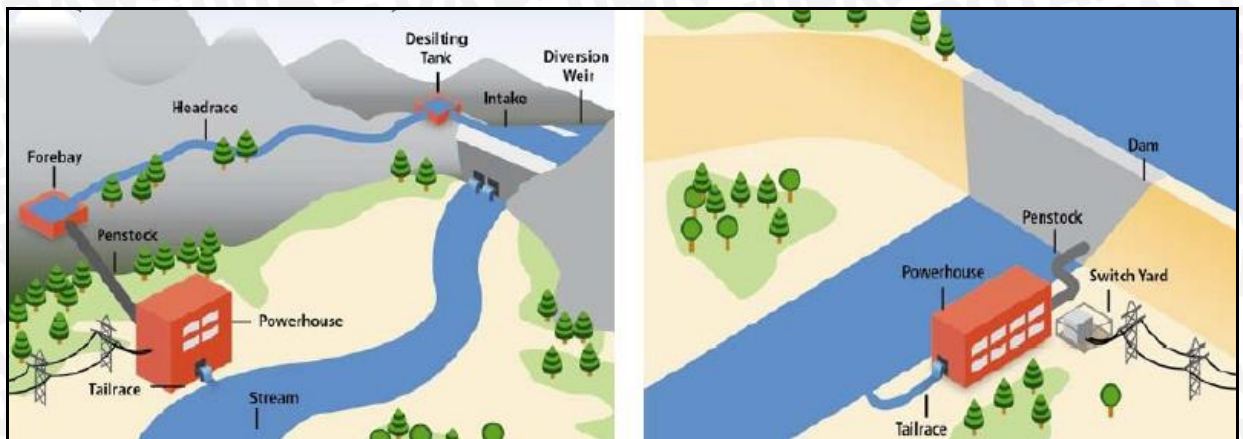
PLTA dilihat secara teknis dapat dibagi atas : (O.F.patty, 1995:34-35)

- PLTA yang menggunakan air sungai atau air waduk.
- PLTA yang menggunakan air yang telah dipompa ke suatu reservoir yang diletakan lebih tinggi.
- PLTA yang menggunakan pasang surut air laut.
- PLTA yang menggunakan energi ombak.

Ditinjau dari cara membendung air, PLTMH dapat dikategorikan menjadi dua macam:

- PLTMH *run of river* yaitu air sungai di hulu dibelokkan dengan menggunakan dam yang dibangun memotong air sungai, air sungai kemudian diarahkan ke bangunan PLTMH kemudian dikembalikan ke aliran semula di hilir.
- PLTMH dengan kolam tandon (*reservoir*) yaitu aliran air sungai dibendung dengan menggunakan bendungan yang besar agar diperoleh

jumlah air yang sangat besar dalam kolam tandon kemudian baru air dialirkan ke PLTMH. Air di sini dapat diatur pemanfaatannya misalnya mengenai debit air yang digunakan dalam pembangkitan dapat diatur besarnya.



Gambar 2.2 PLTMH *Run of River* (kiri) dan PLTMH Kolam Tandon (kanan)

Sumber: http://www.internationalrivers.org/files/styles/600-height/public/images/blog_entry/katy_yan/hydro_types.jpg?itok=R18AeEDd

2. Pembagian Menurut Kapasitas

- PLTA mikro dengan daya hingga 99 kW
- PLTA kapasitas rendah dengan daya 100 sampai 999 kw
- PLTA kapasitas sedang dengan daya 1000 sampai 9999 kW
- PLTA kapasitas tinggi dengan daya 10.000 kW keatas.

3. Pembagian Menurut Tinggi Jatuh Air

- PLTA dengan Tekanan rendah; $H < 15$ m
- PLTA dengan tekanan sedang; $H = 15$ hingga 50 m
- PLTA dengan tekanan tinggi; $H = 50$ m.

4. Pembagian Berdasarkan Topografi

Pembagian ini adalah menurut letak PLTA yang bersangkutan yaitu di:

- Daerah lembah
- Daerah berbukit-bukit
- Daerah bergunung-gunung.

5. Pembagian Berdasarkan Ekonomi

- PLTA yang bekerja sendiri. Jadi tidak dihubungkan dengan sentral-sentral listrik yang lain.

b. PLTA yang bekerjasama dengan sentral-sentral listrik yang lain dalam pemberian listrik kepada konsumen. Sehubungan dengan ini PLTA dapat dipakai untuk:

- Beban dasar; PLTA bekerja terus-menerus
- Beban maksimum; PLTA bekerja pada jam-jam tertentu.

2.3. Kajian Hidrologi Dalam Perencanaan Pembangkit Listrik Tenaga Air

Dalam perencanaan pembangkit listrik tenaga air dibutuhkan adanya perencanaan besarnya debit yang akan digunakan untuk memutar turbin dan juga dalam perencanaan bangunan. Debit yang dipergunakan sebagai dasar perencanaan desain bangunan dan perencanaan kapasitas daya terpasang menggunakan debit andalan (*dependable discharge*).

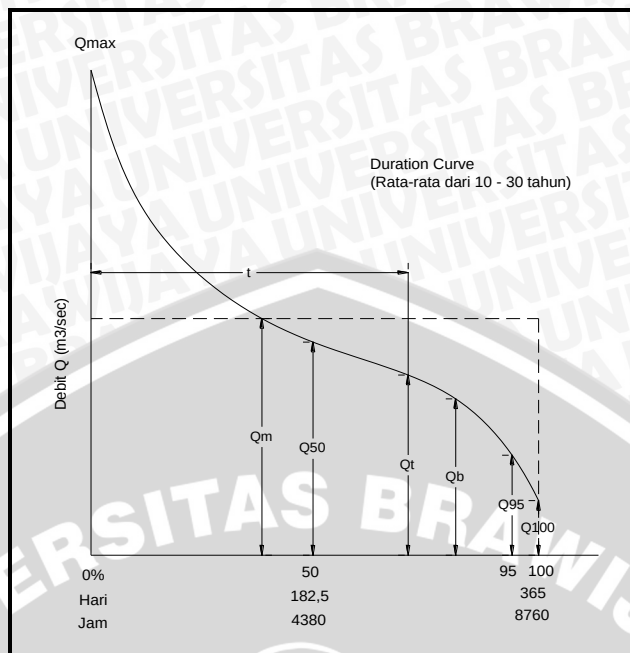
2.3.1. Debit Andalan

Dalam perencanaan proyek-proyek Pusat Listrik Tenaga Air terlebih dahulu harus dicari debit andalan (*dependable discharge*), yang tujuannya adalah menentukan debit perencanaan yang diharapkan selalu tersedia di sungai. Debit andalan adalah besarnya debit yang dapat tersedia untuk memenuhi kebutuhan air dengan resiko kegagalan yang telah diperhitungkan, beberapa debit andalan untuk berbagai tujuan, antara lain: (Soemarto, 1987:213-214)

1. Penyediaan air minum	99%
2. Penyediaan air industri	95%-98%
3. Penyediaan air irigasi untuk	
• Daerah beriklim setengah lembab	70%-85%
• Daerah beriklim kering	80%-95%
4. Pusat Listrik Tenaga Air	85%-90%

2.3.2. Kurva Durasi

Duration curve adalah suatu grafik yang memperlihatkan debit sungai dan selama beberapa waktu tertentu dalam satu tahun, debit ini terdapat pada sungai. Pada gambar 2.3 jelas bahwa debit minimum terdapat selama setahun penuh, debit maksimum (banjir) hanya terdapat selama beberapa jam. *Duration curve* digambarkan dari data-data debit, sekurang-kurangnya selama 10 tahun, agar dapat memberikan informasi yang bisa digunakan.



Gambar 2.3 Duration Curve

Sumber: Mosonyi (2009:91)

Berdasarkan *duration curve* dari suatu aliran sungai dapat diambil beberapa daya teoritis sebagai berikut (Mosonyi, 2009:91):

1. Energi potensi minimum atau kapasitas teoritik dari 100 % adalah bagian dari nilai yang di peritungkan dari aliran minimum yang ditetapkan.
2. Energi potensi kecil. Secara kapasitas teori 95% bisa didapatkan dari pengeluaran 95% durasi yang diperoleh dari rata-rata kurva durasi aliran (energi diperoleh sampai 8322 jam)
3. Energi potensi median. Kapasitas teoritik dari 50% dihitung 50% dari durasi yang diwakili dari rata-rata kurva durasi aliran. (tenaga yang tersedia untuk 6 bulan atau 4380 jam)
4. Energi potensi mean. Nilai dari teori kapasitas mean memastikan dari hasil didalam rata-rata dari aliran mean (sistem persamaan area). Rata-rata dari aliran mean tersebut menjelaskan nilai aritmatik mean yang berupa periode tahunan mean untuk periode 10 sampai 30 tahun.

2.3.3. Median

Median (*median*) adalah nilai tengah dari suatu distribusi, atau dikatakan variat yang membagi frekuensi menjadi 2 (dua) bagian yang sama, oleh karena itu peluang (*probability*) dari median selalu 50% (Soewarno-Jilid 1, 1995:57).

a. Data yang belum dikelompokkan:

1. Jumlah data ganjil

Untuk data yang jumlahnya ganjil, median adalah data pada urutan yang ke (k_1) yang dapat dihitung dengan rumus :

$$k_1 = \frac{n-1}{2} \quad (2-1)$$

Dimana :

k_1 = Letak median

n = Jumlah data

2. Jumlah data genap

Untuk data yang jumlahnya genap, median adalah data yang letaknya pada titik tengah urutan data ke (k_1), yang dapat dihitung dengan rumus :

$$k_1 = \frac{n}{2} \quad (2-2)$$

$$k_1 = \frac{n+2}{2} \quad (2-3)$$

Dimana :

k_1, k_2 = Letak median

n = Jumlah data

b. Data yang dikelompokkan

Median dari data yang telah dikelompokkan menjadi suatu distribusi frekuensi dapat dihitung dengan rumus sebagai berikut ;

$$Md = b + i \left(\frac{k_1 - F}{f} \right) \quad (2-4)$$

Dimana :

Md = median

i = Interval kelas

k_1 = Letak median

b = Tepi bawah

f = Frekuensi kelas median

F = Frekuensi kumulatif sebelum kelas median

2.3.4. Modus

Dari sekumpulan data atau distribusi terdiri dari variable deskrit, yang disebut Modus. Modus adalah variat yang terjadi pada frekuensi yang paling banyak. Sedang

pada suatu distribusi yang terdiri dari variable kontinyu, yang disebut dengan modus adalah variat yang mempunyai kerapatan peluang maksimum (*maximum probability density*). Sebelum menghitung nilai modus, terlebih dahulu data yang ada disusun dalam suatu distribusi frekuensi interval kelas lalu nilai modus dihitung dengan rumus sebagai berikut (Soewarno-Jilid 1, 1995:58) :

$$Mo = B + i \left(\frac{f - f_1}{(f - f_1) + (f - f_2)} \right) \quad (2-5)$$

Dimana :

Mo = Modus

B = Batas bawah interval kelas modus

i = Interval kelas

F = Frekuensi maksimum kelas modus

f₁ = Frekuensi sebelum kelas modus

f₂ = Frekuensi setelah kelas modus

2.4. Perencanaan Komponen Bangunan Hidraulik PLTMH

2.4.1. Bendung (Weir)

Bendung (*weir*) merupakan bangunan yang dipergunakan untuk meninggikan muka air pada sungai hal ini bertujuan agar air pada sungai dapat menjangkau wilayah yang harus mendapat suplai air dari sungai untuk keperluan tertentu. Selain yang telah disebutkan diatas bendung juga dapat dipergunakan untuk keperluan lain seperti penyadapan air pada sungai maupun pengaturan aliran sungai yang biasa disebut dengan nama bendung gerak (*barrage*).

2.4.1.1. Lebar Bendung

Lebar bendung yaitu jarak antara pangkal-pangkalnya (*abutment*), sebaiknya sama dengan lebar rata-rata sungai pada bagian yang stabil. Di bagian ruas bawah sungai, lebar rata-rata ini dapat diambil pada debit penuh (*bankful discharge*), di bagian ruas atas mungkin sulit untuk menentukan debit penuh. Dalam hal ini banjir rerata tahunan dapat diambil untuk menentukan lebar rata-rata bendung. Lebar maksimum bendung hendaknya tidak lebih dari 1,2 kali lebar rata-rata sungai pada ruas yang stabil.

Lebar efektif mercu (Be) dihubungkan dengan lebar mercu yang sebenarnya (B), yakni jarak antara pangkal-pangkal bendung dan/atau tiang pancang, dengan persamaan berikut (KP-02,1986: 38):

$$Be = B - 2(nK_p + K_a)H_1 \quad (2-6)$$

dimana:

n = jumlah pilar

K_p = koefisien kontraksi pilar

K_a = koefisien kontraksi pangkal bendung

H_1 = tinggi energi (m)

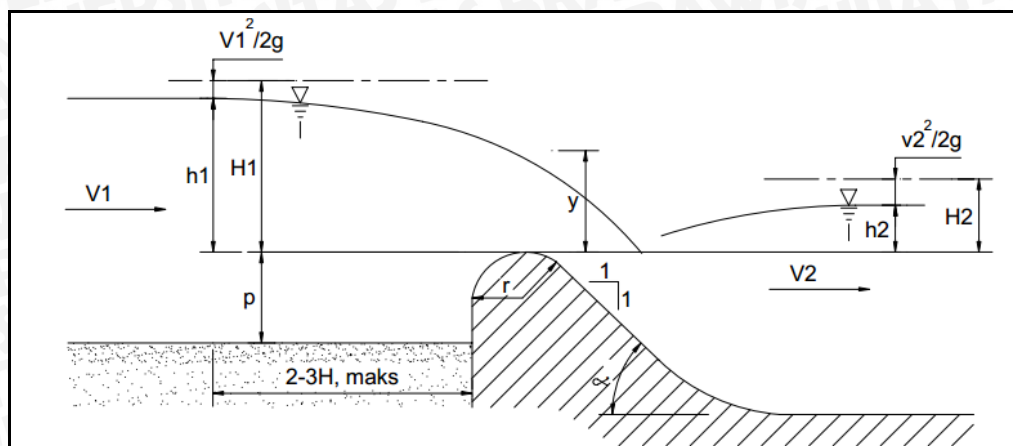
Tabel 2.1. Harga-harga Koefisien K_a dan K_p

Bentuk Pilar	Nilai K_p
Untuk pilar berujung segi empat dengan sudut sudut yang dibulatkan pada jari-jari yang hampir sama dengan 0,1 dari tebal pilar	0,02
Untuk pilar berujung bulat	0,01
Untuk pilar berujung runcing	0
Bentuk Pangkal Tembok	Nilai K_a
Untuk pangkal tembok segi empat dengan tembok hulu pada 90° ke arah aliran	0,2
Untuk pangkal tembok bulat dengan tembok hulu pada 90° ke arah aliran dengan $0,5 H_1 > r > 0,15 H_1$	0,10

Sumber: KP-02 irigasi (1986: 40)

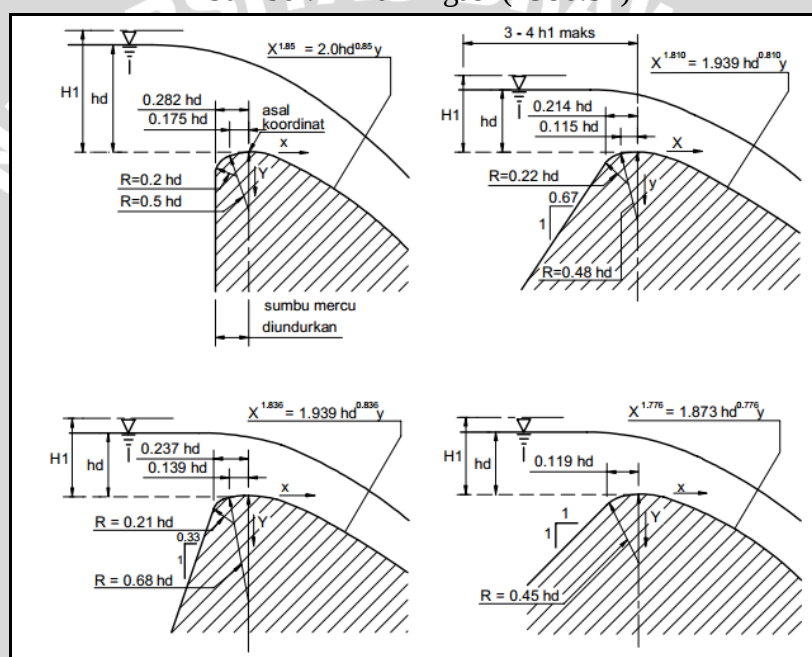
2.4.1.2. Mercu Bendung

Di Indonesia bentuk mercu bendung yang paling sering digunakan adalah mercu bendung bertipe bulat dan mercu bendung tipe OGEE, dimana yang membedakan adalah bentuk dari ujung bendung itu sendiri sedangkan dalam hal perencanaan persamaan hidraulik yang digunakan adalah sama.



Gambar 2.4 Bendung Dengan Mercu Bulat

Sumber: KP-02 irigasi (1986:52)



Gambar 2.5 Macam Macam Bentuk Mercu OGEE

Sumber: KP-02 irigasi (1986:57)

Untuk perencanaan hidrolis untuk mercu bendung digunakan persamaan sebagai berikut (KP-02, 1986: 52):

$$Q = C_d \frac{2}{3} \sqrt{2/3gb} H_1^{1.5} \quad (2-7)$$

dimana:

Q = debit, m³/dt

Cd = koefisien debit (Cd = C0.C1.C2)

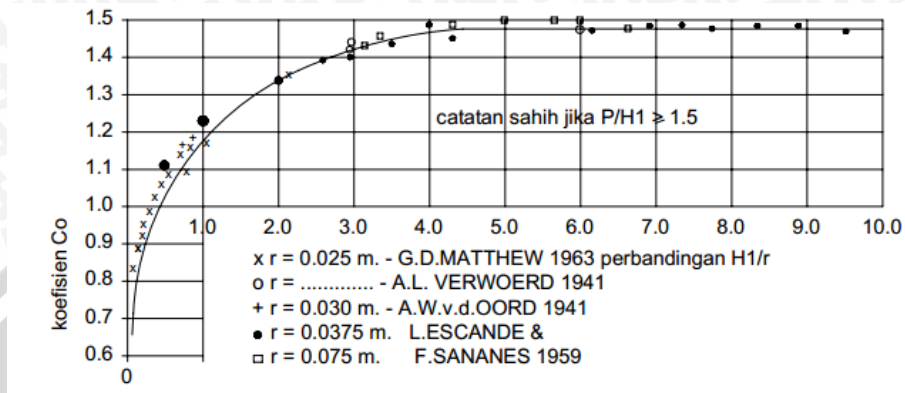
g = percepatan gravitasi, m/dt² (9,8)

b = panjang mercu, m

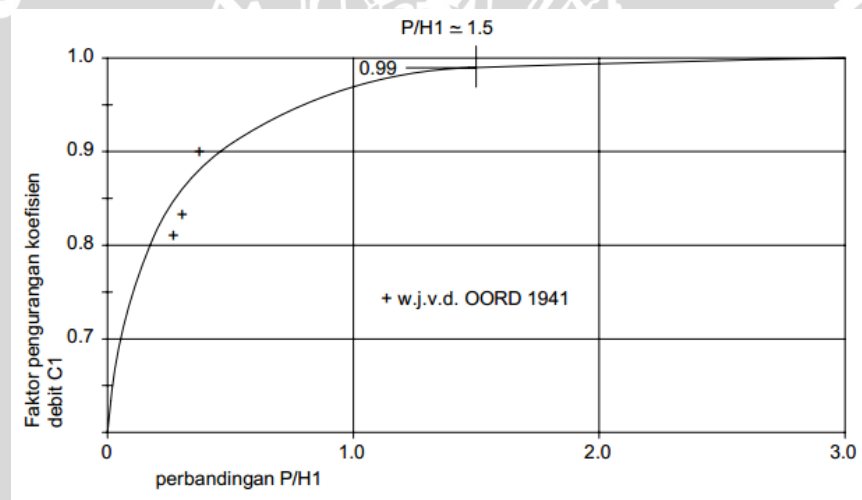
H1 = tinggi energi di atas mercu, m.

Koefisien debit Cd adalah hasil dari:

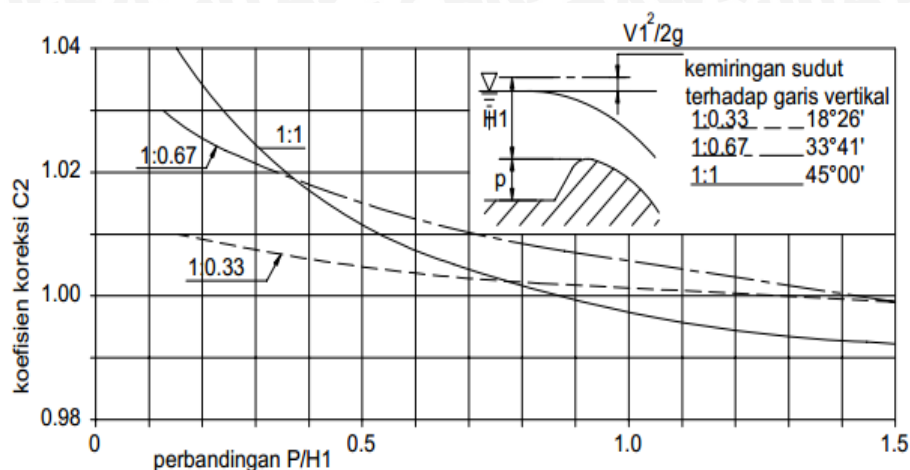
- C_0 yang merupakan fungsi H_1/r (lihat Gambar)
- C_1 yang merupakan fungsi p/H_1 (lihat Gambar)
- C_2 yang merupakan fungsi p/H_1 dan kemiringan muka hulu bendung (lihat Gambar).



Gambar 2.6 Grafik Hubungan Nilai C_0 dengan Nilai P/H_1
Sumber: KP-02 irigasi (1986: 53)



Gambar 2.7 Grafik Hubungan Nilai C_1 dengan Nilai P/H_1
Sumber: KP-02 irigasi (1986: 54)



Gambar 2.8 Grafik Hubungan Nilai C_2 dengan Nilai P/H_1

Sumber: KP-02 irigasi (1986:54)

2.4.1.3. Pintu Sorong

Pintu sorong sebagai pengatur debit yang mengalir diatas Bendung, jumlah debit air yang mengalir dapat dihitung dengan persamaan :

$$Q = K \times \mu \times a \times b \sqrt{2g \times h} \quad (2-8)$$

dengan :

Q = debit (m^3/det)

K = factor aliran tenggelam (lihat gambar 2.9)

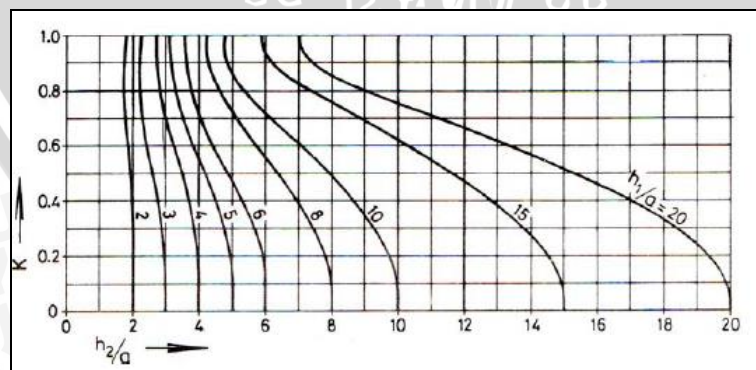
μ = koefisien debit (lihat gambar 2.10)

a = bukaan pintu (m)

b = lebar pintu (m)

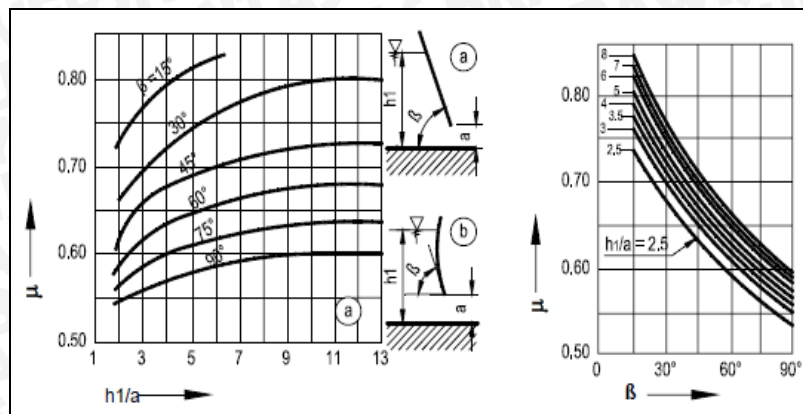
g = percepatan gravitasi $9,81 (m/det^2)$

h = kedalaman air didepan pintu diatas ambang (m)



Gambar 2.9 Koefisien K Untung Debit Tenggelam (dari Schmidt)

Sumber: KP-04 Irigasi (1986:57)



Gambar 2.10 Koefisien Debit μ Masuk Permukaan Pintu Datar atau Lengkung
Sumber: KP-04 Irigasi (1986:57)

2.4.2. Pipa Pesat (*Penstock*)

Penstock (Pipa pesat) adalah saluran yang menyalurkan dan mengarahkan air ke cerobong turbin. Salah satu ujung pipa pesat dipasang pada bak penenang minimal 10 cm diatas lantai dasar bak penenang. Sedangkan ujung yang lain diarahkan pada cerobong turbin.

Pada bagian pipa pesat yang keluar dari bak penenang, dipasang *air vent* (pipa udara) setinggi 1 m diatas permukaan air bak penenang. Pemasangan pipa udara ini dimaksudkan untuk mencegah terjadinya *low pressure* (tekanan rendah) apabila bagian ujung pipa pesat tersumbat. *Low pressure* mengakibatkan pecahnya pipa pesat. Pipa udara juga berfungsi untuk membantu mengeluarkan udara dari dalam pipa pesat pada saat PLTMH mulai dioperasikan. Diameter pipa udara biasanya $\pm \varnothing \frac{1}{2}$ inch.

Pipa pesat biasanya dilengkapi dengan *surge tank* (tangki peredam) yang berfungsi untuk menyerap pukulan air serta menyimpan air cadangan untuk mengatasi peningkatan beban yang tiba-tiba.

Namun untuk pipa pesat yang pendek biasanya lebih ekonomis bila pengamanan tidak disandarkan pada tangki peredam, tetapi pada dinding pipa yang lebih tebal serta pada katup yang penutupnya lebih lambat (Linsley, 1986:166).

2.4.2.1. Diameter Pipa Pesat

Pada umumnya diameter pipa pesat ditentukan berdasarkan perbandingan dengan biaya pipa pesat dan biaya kehilangan *head* pipa pesat. Diameter pipa pesat dapat ditentukan berdasarkan sudut rata-rata pipa pesat dan debit pembangkitan rata-rata.

Untuk menentukan diameter pipa pesat yang ekonomis dapat ditentukan dengan persamaan empiris (Dandekar dan Sharma, 1991:280).

1. Rumus USBR

$$V = 0,125 \sqrt{2gH} \quad (2-9)$$

dengan:

V : Kecepatan Optimum (m/s)

H : tinggi jatuh maksimum (m)

2. Sarkaria's formula

$$D = 0,62 \frac{P^{0,35}}{H^{0,65}} \quad (2-10)$$

dengan:

D : diameter penstock (m)

P : daya yang dipindahkan melalui turbin (HP)

H : tinggi jatuh maksimum (m)

$$D = 3,55 \left(\frac{Q^2}{2gH} \right)^{0,2} \quad (2-11)$$

dengan:

D : diameter penstock (m)

Q : debit pada penstock (m³/det)

H : tinggi jatuh (m)

3. Doland's formula

$$0,176 \times (P/H)^{0,466} \quad (2-12)$$

dengan:

P : daya yang dipindahkan melalui turbin (HP)

H : tinggi jatuh maksimum (m)

4. Warnick's formula

$$D = CQ^{0,5} \quad (2-13)$$

dengan :

C : 0,72 (matrix unit)

: 0,4 (english unit)

Q : debit pada penstock (m³/det)

5. Moffat's formula

$$D = \frac{Cp^{0,43}}{H^{0,06}} \quad (2-14)$$

dengan :

- C : 0,52 (matrix unit)
 : 3,07 (english unit)
 P : daya yang dipindahkan melalui turbin (HP)
 H : tinggi jatuh maksimum (m)

2.4.2.2. Tebal Pipa Pesat

Perhitungan tebal pipa pesat dapat dihitung menggunakan beberapa persamaan, antara lain:

1. (Arismunandar, 2004:45)

a. Pipa Pesat ditempatkan diluar (*exposed penstock*)

$$\sigma = \frac{H.D}{2(t-e)} \quad (2-15)$$

dengan:

σ = tegangan

H = tekanan air maksimum ditempat yang mendapat tekanan

D = garis tengah bagian dalam pipa

t = tebal pipa pesat

ϵ = cadangan tebal untuk korosi dan pengikisan

b. Pipa Pesat ditanam (*buried penstock*)

$$\sigma = \frac{H.D}{2(t-e)} \cdot (1-\lambda) \quad (2-16)$$

λ = konstanta yang ditentukan oleh modulus elastisitas, koefisien tegangan, dan lain-lain dari pipa pesat beton, batu, serta tebal dan garis tengah bagian dalam dari pipa pesat

2. *Barlow's Formulae* (Varshney,1971:412) sebagai berikut:

$$H = \frac{0,002 \sigma t}{D + 0,002t} \quad (2-17)$$

dengan:

H = Tinggi tekan maksimum (m)

σ = tegangan baja yang digunakan (ton/m²)

D = diameter pipa pesat (m)

t = tebal pipa pesat (m)

3. Kode ASME (Dandenkar dan Sharma, 1991:278)

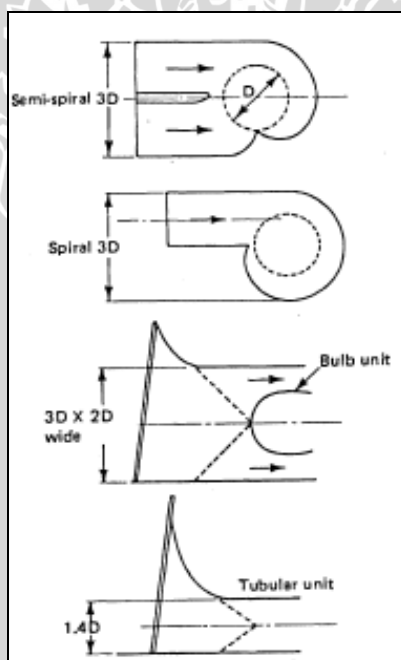
$$t = \frac{p \cdot R}{s \cdot \mu - (0.6 p)} + 0,15 \quad (2-18)$$

dengan:

- t : tebal pipa pesat (cm)
p : tekanan (kg/cm²)
R : jari-jari internal (cm)
S : tekanan desain (kg/cm²)
μ : tebal pipa pesat (m)

2.4.2.3. Saluran Inlet

Penggunaan saluran inlet untuk menggantikan peran pipa pesat ketika kondisi lapangan memungkinkan untuk hanya memakai saluran inlet, saluran ini berbahan dasar beton sehingga lebih ekonomis, dimensi saluran inlet dapat dihitung dengan persamaan pada gambar 2.11.



Gambar 2.11 Dimensi Saluran Inlate

Sumber : Warnick (1984:131)

2.4.2.4. Kedalaman Minimum Aliran Tenggelam Pada Inlet Pipa Pesat

Menurut Celso (2004), *intake* pipa pesat harus direncanakan sedemikian rupa sehingga tidak mengalami *vorticity*. *Vorticity* adalah fenomena kekurangan tekanan dalam pipa pesat sehingga dapat mengganggu kinerja turbin. Menurut Gordon

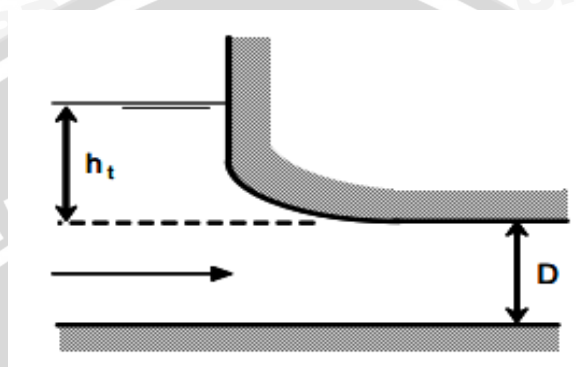
dalam Celso (2004), kedalaman tenggelam harus lebih besar dari nilai “s” dimana nilai s dihitung dengan persamaan:

$$H_t > s$$

$$S = c V \sqrt{D} \quad (2-19)$$

Dimana:

C = 0,7245 untuk inlet asimetris dan 0,5434 untuk inlet simetris



Gambar 2.12 Skema Inlet Pipa Pesat

Sumber: Celso (2004:119)

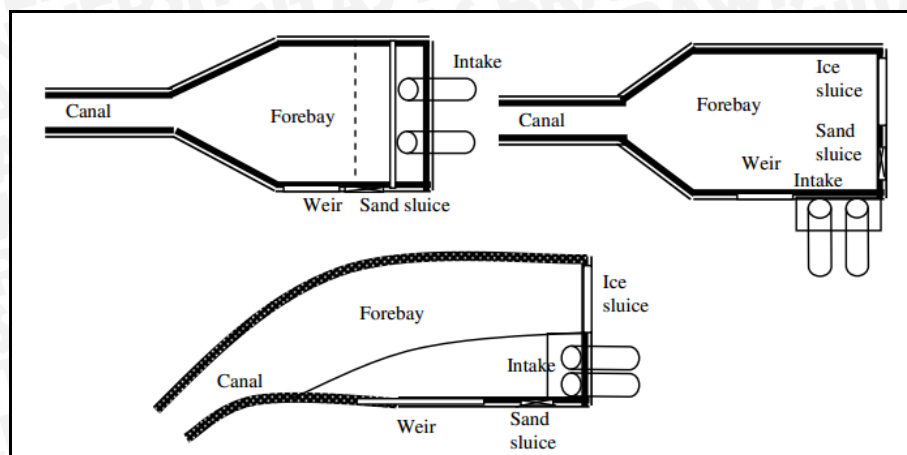
2.5. Kelompok Bangunan Pelengkap

2.5.1. Bak Penampung (*Forebay*)

Perubahan mendadak pada debit yang masuk pada turbin dapat menyebabkan ketidakstabilan muka air pada saluran pengalih. Bak penampung (*forebay*) dapat berfungsi sebagai kolam pengatur aliran untuk mengurangi perubahan muka air pada saluran pengalih dan juga berfungsi sebagai pelindung turbin dari endapan lumpur dan sampah.

Bak penampung biasanya diletakkan pada hilir saluran tenaga dengan faktor pertimbangan menurut PINHEIRO dalam (Ramos, 2000):

- Untuk memastikan kondisi untuk memasang pipa pesat dengan kelengkapannya (penyaring, alat pengukur, pintu intake) dengan kriteria tertentu.
- Untuk mengendalikan besarnya aliran yang masuk kedalam turbin.
- untuk memastikan adanya regulasi aliran kedalam pipa pesat sesuai dengan regulasi yang telah ditentukan.



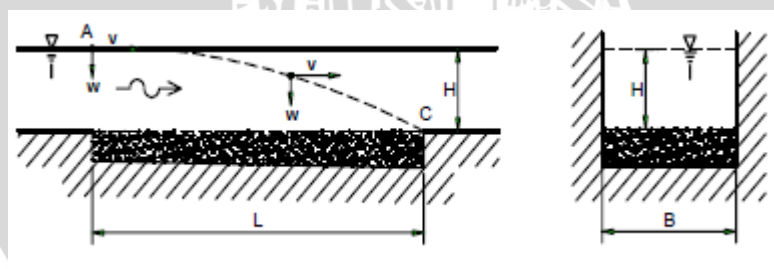
Gambar 2.13 Tipe tipe Bentuk dari Bak Penampung (*Forebay*)

Sumber : Ramos (2000:70)

2.5.1.1. Bak Penangkap Sedimen (*Settling Basin*)

Bak penangkap sedimen digunakan untuk memindahkan partikel-partikel pasir dari air. Fungsi dari bak pengendap adalah sangat penting untuk melindungi komponen-komponen berikutnya dari dampak pasir. Setelah melalui bak pengendap, air tidak boleh mengandung bahan endapan dengan diameter tertentu. Untuk PLTM diameter maksimum yang diijinkan lolos dari bak pengendap adalah butiran dengan diameter 0,2 – 0,5 mm (Patty, 1995:42).

Perencanaan bak penangkap sedimen harus direncanakan sedemikian rupa agar bisa mengendapkan sedimen pada jarak lintasan tertentu, konsep pengendapan sedimen ditunjukkan pada gambar berikut (KP-02,1986):



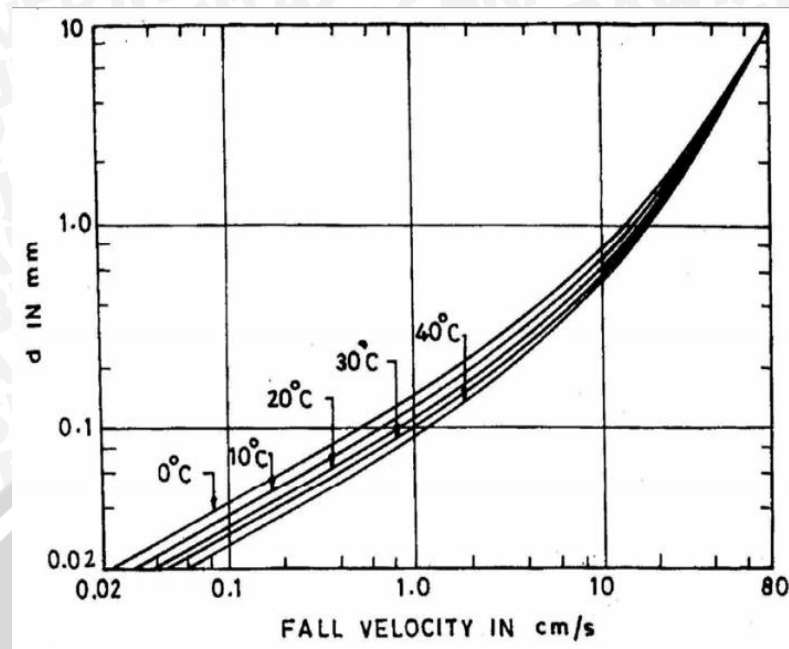
Gambar 2.14 Konsep Pengendapan Sedimen

Sumber: KP-02 Irigasi (1986:166)

Sehingga parameter yang perlu diperhatikan dalam perencanaan bak penangkap sedimen adalah:

a. Kecepatan Jatuh Butiran Sedimen (w)

Kecepatan jatuh sedimen dapat ditentukan dengan grafik hubungan antara diameter rata-rata sedimen dengan suhu air seperti berikut:



Gambar 2.15 Grafik Hubungan Diameter Butiran Dengan Kecepatan Jatuh
Sumber: Patty (1995:44)

b. Kecepatan Kritis Pada Bak Penangkap Sedimen (V_c)

Menurut Champ dalam Mosonyi (1991), kecepatan aliran pada bak penangkap sedimen harus disesuaikan dengan ukuran diameter sedimen yang terangkut sehingga akan terendap sesuai dengan panjang lintasan yang ditentukan. Kecepatan kritis aliran pada bak penangkap sedimen dihitung dengan persamaan:

$$V_c = a\sqrt{d} \quad (2-20)$$

Dimana:

V_c : kecepatan kritis aliran (cm/dt)

d : diameter partikel sedimen (mm)

a : koefisien

$a = 36$ bila $d > 1\text{mm}$

$a = 44$ bila $1 > d > 0,1\text{ mm}$

$a = 51$ bila $d < 0,1\text{ mm}$

c. Pengaruh Turbulensi Aliran (α)

jika terjadi turbulensi pada bak penangkap sedimen maka hal tersebut akan mempengaruhi kecepatan aliran, pengaruh turbulensi dihitung dengan persamaan (Mosonyi,1991:38):

$$\alpha = \frac{0,132}{\sqrt{h}} \quad (2-21)$$

$$w' = w \cdot v \quad (2-12)$$

Dimana:

α : koefisien pengaruh akibat turbulensi aliran

h : ketinggian air pada bak (m)

w : kecepatan jatuh butiran (cm/dt)

v : kecepatan kritis (cm/dt)

d. Waktu Pengendapan (t)

Waktu pengendapan adalah waktu yang dibutuhkan butiran sedimen pada panjang lintasan tertentu, waktu pengendapan dihitung dengan persamaan (Mosonyi,1991:38):

$$t = \frac{h}{w - w'} \quad (2-23)$$

Dimana:

t : waktu pengendapan (detik)

e. Dimensi Bak Sedimen (B x L x H)

Dimensi bak pengendap umumnya sangat besar dikarenakan adanya pengaturan kecepatan pada bak dan juga karena debit yang masuk kedalam bak, parameter fisik pada dimensi bak penangkap sedimen dihitung dengan persamaan (Mosonyi,1991:38):

$$B = \frac{Q}{h \times v} \quad (2-24)$$

$$L = t \times w' \text{ atau } L = \frac{vh}{w'} \quad (2-25)$$

Dimana:

B : lebar bak penangkap sedimen (m)

Q : debit (m^3/dt)

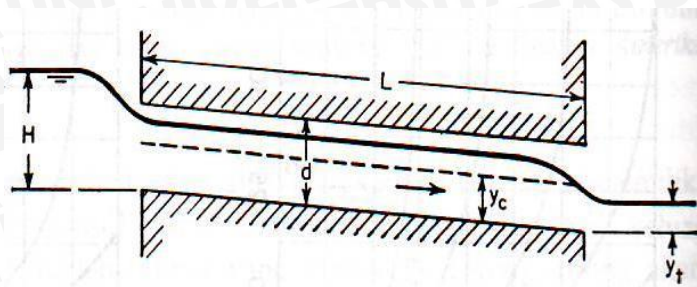
h : ketinggian air pada bak (m)

L : panjang bak penangkap sedimen (m)

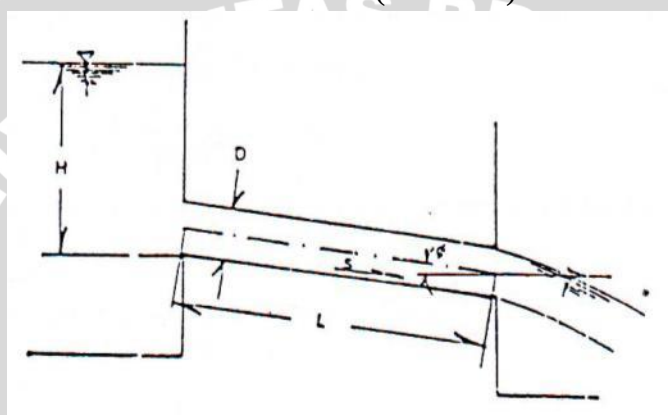
f. Gorong – Gorong (culvert)

Gorong – gorong dipergunakan untuk penggelontoran sedimen pada bak pendendap sedimen jika tidak memungkinkan untuk menggunakan pintu penguras, gorong – gorong direncanakan dengan menggunakan katup (valve) sebagai alat bantu untuk pengaturan operasi gorong – gorong. Gorong - gorong direncanakan dengan aliran bertekanan atau ($H/d > 1,2$). Terdapat 2 kondisi aliran pada gorong – gorong

yakni aliran bebas (*free flow*) dan aliran bertekanan (*pressured flow*). Perhitungan hidrolis pada aliran bebas dihitung dengan menggunakan persamaan *mannig strickler*.



Gambar 2.16 Sketsa Kondisi Hidrolika Aliran Bebas Pada Saluran Tertutup
Sumber : Chow (1997:446)



Gambar 2.17 Sketsa Kondisi Hidrolika Aliran Pada Gorong Gorong
Sumber: Chow (1997:446)

Persamaan empiris aliran bertekanan pada gorong – gorong adalah sebagai berikut (chow,1997:446):

$$V = \frac{\sqrt{2g(H + L \cdot \sin \theta - D/2)}}{(1 + \sum C)} \quad (2-26)$$

Dimana:

V : kecepatan aliran pada gorong – gorong (m/dt)

H : tinggi tekan (m)

L : panjang gorong – gorong (m)

D : diameter atau tinggi gorong – gorong (m)

θ : sudut yang dibentuk oleh alur gorong – gorong (derajat)

$\sum C$: Nilai kehilangan total = kehilangan akibat inlet + kehilangan akibat belokan + kehilangan akibat gesekan + kehilangan akibat outlet.

2.5.2. Penyaring (*Trashrack*)

Penyaring (*trashrack*) dipergunakan untuk menyaring aliran air yang masuk kedalam turbin agar tidak terjadi penumpukan sampah dan tidak mengganggu kinerja turbin, penyaring biasanya diletakkan pada hulu pipa pesat atau pada *outlet* dari bak penampung. Penyaring biasanya menggunakan bahan keras (*solid*) yang disusun secara sejajar. Kecepatan melalui penyaring dapat dihitung dengan persamaan (Mosonyi,1987):

$$V = 1,5 - 2V_0 \frac{t+b}{b} \quad (2-27)$$

Kehilangan tinggi pada penyaring dapat ditentukan dengan persamaan kirschmer (Celso, 2004:23):

$$h_t = Kt \left(\frac{t}{b} \right)^{4/3} \left(\frac{V_0}{2g} \right) \sin \theta \quad (2-28)$$

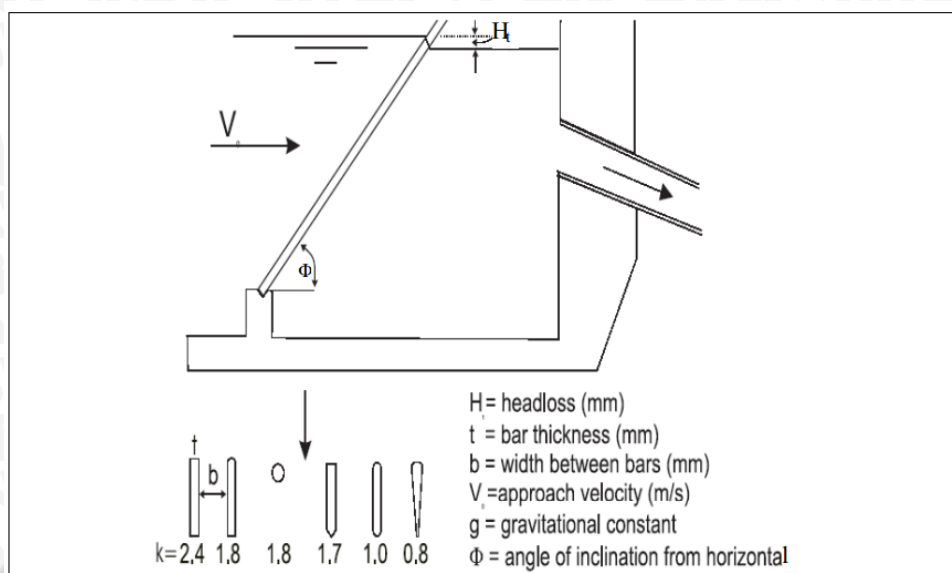
Dimana:

- V : kecepatan melalui penyaring (m/dt)
- ht : kehilangan tinggi pada penyaring (m)
- V0 : kecepatan datang (m/dt)
- t : tebal jeruji (mm)
- b : jarak antar jeruji (mm)
- θ : sudut dasar jeruji (derajat)

Varshney (1977:285) menyarankan penyaring yang lebih rapat (*screen*) untuk inlet pipa pesat atau inlet turbin dengan jarak antara 15 mm – 100 mm dan penyaring yang lebih lebar (*rack*) untuk intake pengambilan dengan jarak antara 100 mm – 500 mm, selain itu kecepatan yang diijinkan untuk melewati penyaring berkisar antara:

- 0,6 – 2,5 m/dt untuk tinggi jatuh rendah
- 1,25 – 2,0 m/dt untuk tinggi jatuh sedang
- 2,0 – 6,0 m/dt untuk tinggi jatuh besar

Parameter bentuk dari penyaring (*Trashrack*) ditunjukkan pada gambar berikut:



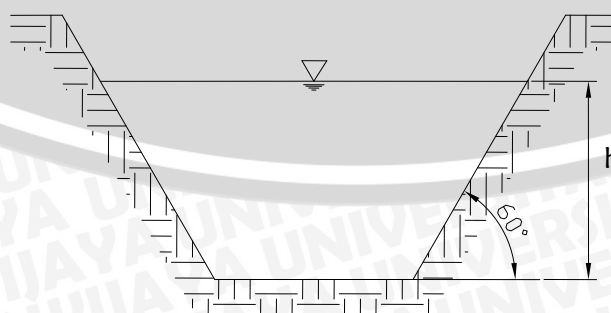
Gambar 2.18 Parameter Fisik Penyaring (*Trashrack*)

Sumber: Celso (2004:24)

2.5.3. Tail Water Level (TWL)

Tail Water Level (TWL) adalah elevasi muka air bawah. Tinggi TWL tergantung dari debit air yang keluar dari turbin, jenis penampang serta dimensi penampang saluran buritan atau saluran bawah. Saluran bawah banyak jenisnya, misalnya saluran terbuka, saluran tertutup, terowongan, dan sebagainya. (Arismunandar, 2004:46). Saluran ini sama dengan atau sedikit lebih besar dari headrace. Untuk saluran terbuka, menurut Patty dalam Tenaga Air (1995:47) penampang saluran yang paling baik adalah penampang trapesium dengan jari-jari hidrolis, $R = \frac{1}{2} h$ dan kemiringan dinding saluran (m) dapat diambil sebesar:

1. saluran tanah; 1:1,5 hingga 1:2
2. saluran pasangan batu/beton; 1:1 hingga 1:2



Gambar 2.19 Penampang Saluran yang Paling Baik

Sumber : Patty (1995:47)

Untuk terowongan tanpa tekan, digunakan penampang bentuk tapal kuda yang datar. Sedangkan untuk terowongan bertekan dipakai bentuk yang tidak begitu datar, tetapi bentuknya standar dan sejenisnya (Arismunandar, 2004:46). Untuk perencanaannya dapat didasarkan seperti perencanaan *headrace* dengan pertimbangan kapasitas pengaliran.

2.6. Turbin

Menurut M.M. Dandekar (1991:391), turbin-turbin hidrolik berhubungan erat dengan generator, fungsi utamanya adalah mengubah energi air menjadi energi listrik. Air mengalir melalui turbin memberi tenaga pada *runner* (penggerak) dari turbin dan membuatnya berputar (energi mekanis). Energi mekanis diubah dengan generator listrik menjadi tenaga listrik.

2.6.1. Klasifikasi Turbin

Berdasarkan prinsip kerja turbin dalam mengubah energi potensial air menjadi energi mekanis, turbin air dibedakan menjadi dua kelompok yaitu turbin impuls dan turbin reaksi. Perbedaan pokok kedua golongan turbin tersebut adalah:

1. *Runner* turbin impuls berputar di udara karena mendapat pancaran air. Dengan demikian maka seluruhnya (atau hampir seluruhnya) diubah menjadi energi kinetik untuk memutar *runner*.
2. *Runner* turbin reaksi berputar didalam air oleh energi dalam bentuk tekanan dan kinetik.

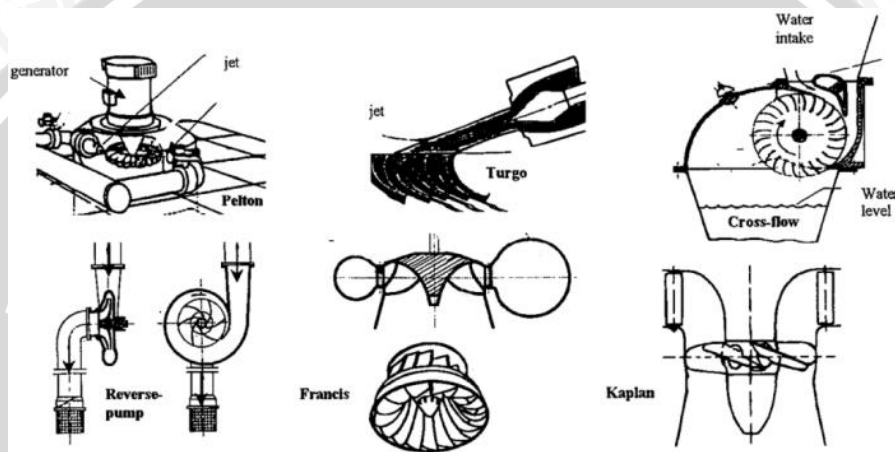
Untuk memudahkan pemakaian jenis turbin, maka turbin-turbin tersebut diklasifikasikan sebagai berikut:

Tabel 2.2 Klasifikasi dan Kapasitas Turbin

turbin hidrolik		H (m)	Q (m ³ /s)	P (kw)	N (r.p.m)
Reaksi:	Bulb	2 -10	3 - 40	100 - 2500	200 - 450
	kaplan dan baling - baling dengan aliran axial	2 -20	3 - 50	50 - 5000	250 - 700
	francis dengan aliran diagonal	10 - 40	0,7 - 10	100 -5000	100 -250

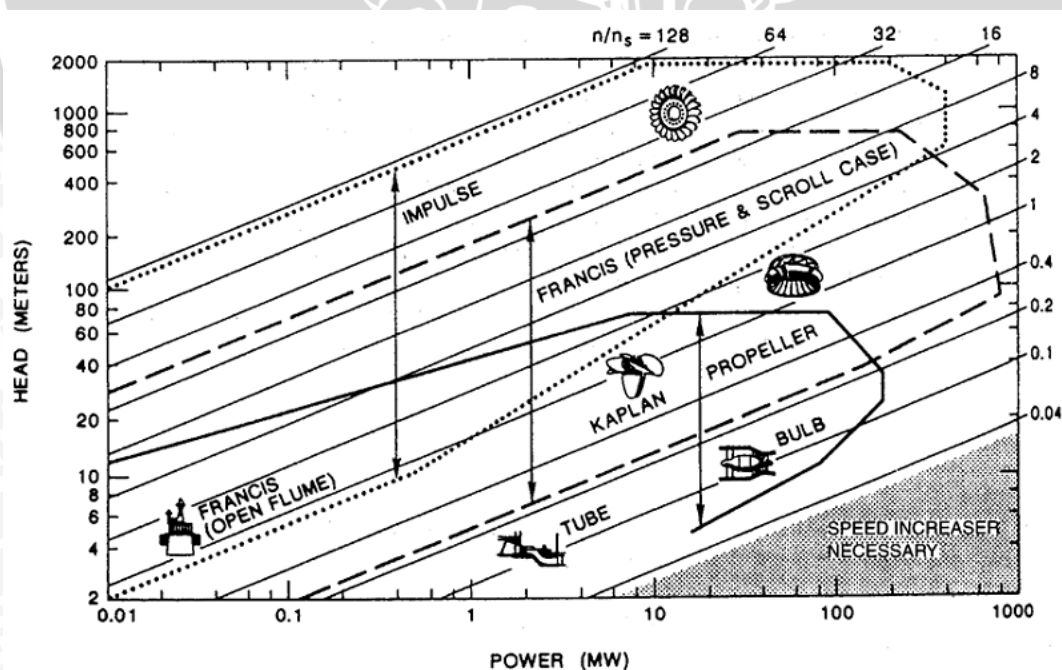
turbin hidrolik		H (m)	Q (m ³ /s)	P (kw)	N (r.p.m)
	francis dengan aliran radial	40 -200	1 - 20	500 - 15000	30 -100
impuls:	Pelton	60 – 1000	0,2 - 5	200 -15000	< 30
	Turgo	30 -200		100 - 6000	
	cross flow	2 - 50	0.01 – 0.12	2 -15	

Sumber: Ramos (2000:82)



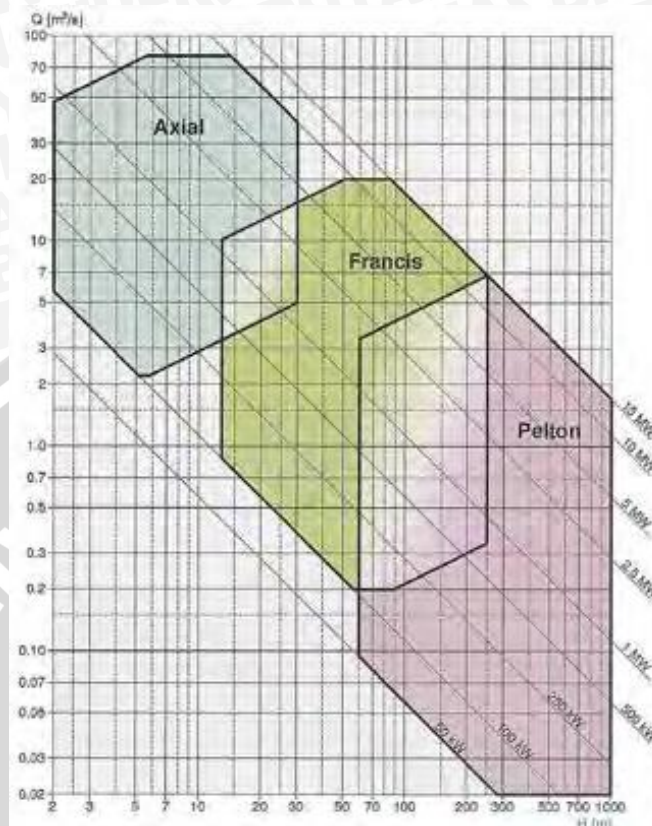
Gambar 2.20 Jenis Turbin Untuk Pembangkitan Tenaga Mikro

Sumber: Ramos (2000:83)



Gambar 2.21 Grafik Pemilihan Jenis Turbin Berdasarkan Kecepatan Spesifik, Tinggi Jatuh dan Daya

Sumber : Roger E. A. Arndt (1998)



Gambar 2.22 Grafik Pemilihan Jenis Turbin Berdasarkan Tinggi Jatuh dan Debit
Sumber: Celso (2004:157)

2.6.2. Karakteristik Turbin

Kecepatan Spesifik adalah besarnya putaran turbin yang geometris serupa sehingga pada $H = 1$ menghasilkan daya 1 kW (Patty, 1994:94). Kecepatan spesifik turbin diberikan oleh perusahaan (dengan penilaian yang lainnya) dan selalu dapat diartikan sebagai titik efisiensi maksimum. Perhitungan tepat ini menghasilkan performa turbin dalam jangkauan *head* dan debit tertentu. metode yang digunakan untuk menentukan kecepatan karakteristik turbin menggunakan metode ESHA (*European small hydropower association*).

ESHA menggunakan standar internasional IEC 60193 dan 60041 untuk menentukan besarnya nilai kecepatan spesifik turbin, Formula untuk menghitung besarnya kecepatan spesifik adalah (Celso,2004:168):

$$N_{QE} = \frac{n\sqrt{Q}}{E^{\frac{3}{4}}} \quad (2-29)$$

dengan:

- N_{QE} : kecepatan spesifik (tak berdimensi)
 Q : debit desain (m^3/dt)
 E : enegi hidrolik spesifik didapat dari ($E = H \times g$) (j/kg)
 n : Putaran dasar turbin (t/s)

Hubungan atau kesetaraan dair nilai N_{QE} dengan nilai parameter turbin dengan menggunakan metode lain seperti: kecepatan spesifik (N_s), faktor kecepatan (ϕ) dan putaran satuan (N_Q) adalah sebagai berikut (Celso,2004:168):

$$N_s : 995 N_{QE}$$

$$N_Q : 333 N_{QE}$$

$$\phi : 2,11 N_{QE}$$

Dalam perhitungan kecepatan spesifik turbin nilai putaran dasar turbin harus di coba-coba terlebih dahulu untuk memperkirakan besarnya putaran dasar turbin maka digunakan persamaan empiris untuk mengetahui nilai kecepatan spesifik turbin (N_{QE}') dengan persamaan berikut (Celso,2004:169):

$$\text{Turbin Pelton} \quad N_{QE}' = 0.0859 / H^{0.243} \quad (2-30)$$

$$\text{Turbin Francis} \quad N_{QE}' = 1.924 / H^{0.512} \quad (2-31)$$

$$\text{Turbin Kaplan} \quad N_{QE}' = 2.294 / H^{0.486} \quad (2-32)$$

$$\text{Turbin Propeller} \quad N_{QE}' = 2.716 / H^{0.5} \quad (2-33)$$

$$\text{Turbin Bulb} \quad N_{QE}' = 1.528 / H^{0.2837} \quad (2-34)$$

Setelah itu, maka putaran dasar turbin (n) dan jumlah kutub generator (p) bisa direncanakan berdasarkan kecepatan spesifik coba – coba (N_{QE}'), ESHA memberikan kisaran nilai kecepatan spesifik untuk tiap turbin adalah sebagai berikut (Celso,2004:169):

$$\text{turbin francis} \quad : 0,05 \leq N_{QE} \leq 0,33$$

$$\text{turbin propeller, Kaplan dan bulb} \quad : 0,19 \leq N_{QE} \leq 1,55$$

$$\text{turbin pelton} \quad : 0,005 \leq N_{QE} \leq 0,025$$

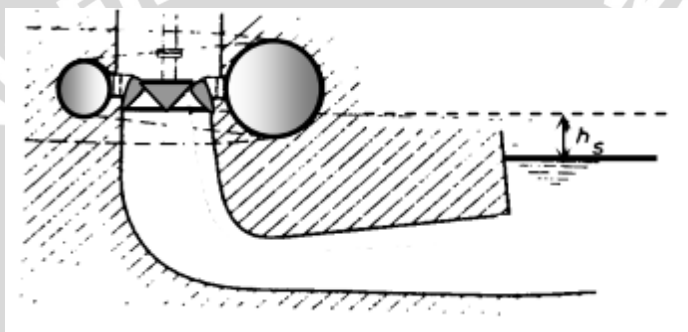
$$\text{turbin pelton dengan (n) nozzle} \quad : 0,005 n^{0.5} \leq N_{QE} \leq 0,025 n^{0.5}$$

2.6.3. Kavitasi dan Titik Pusat Turbin

Kavitasi adalah suatu kejadian yang timbul dalam aliran dengan kecepatan yang besar, sehingga tekanan air menjadi lebih kecil daripada tekanan uap air maksimum di temperatur itu. Proses ini menimbulkan gelembung-gelembung uap air yang dapat menimbulkan erosi pada turbin (Patty, 1995:99). Untuk menghindarkan bertambahnya kavitasi diperlukan beberapa hal sebagai berikut (Arismunandar, 2004:70):

- Memilih sudu rotor yang tepat bentuknya,
- Memasang rotor pada posisi yang rendah terhadap permukaan air sebelah bawah (*tail water*),
- Memilih kecepatan jenis yang kecil,
- Memberi udara dalam jumlah yang tepat pada bagian atas dari pipa lepas,
- Melapisi sudu rotor dengan bahan yang tahan terhadap kavitasi.

Untuk menghindari terjadinya kavitas maka turbin harus diletakkan pada posisi yang aman yakni titik dari tinggi hisap (h_s) sampai titik pusat turbin, titik pusat untuk tiap turbin berlainan untuk turbin tipe baling baling (Kaplan) maka titik pusatnya terletak pada pusat sudut.



Gambar 2.23 Skema Pemasangan Turbin Untuk Analisa Kavitasi

Sumber: USBR (1976:23)

Penentuan titik berat turbin atau elevasi pusat turbin dapat dinyatakan dalam persamaan berikut:

$$Z = TWL + H_s + b \quad (2-35)$$

Dimana:

Z : titik pusat turbin (m)

TWL : elevasi *tail water level* (m)

H_s : Tinggi hisap turbin (m)

b : perbedaan tinggi antar pusat turbin dengan *outlet runner*

Untuk menghitung tinggi hisap (H_s) dapat dihitung dengan persamaan berikut (Celso,2004:169):

$$H_s = \frac{p_{atm} - p_w}{\rho g} + \frac{v^2}{2g} - \sigma.H \quad (2-36)$$

Dimana:

Hs : tinggi hisap (m)

Patm : tekanan atmosfer (Pa)

Pw : tekanan uap air (Pa)

H : tinggi jatuh efektif (m)

σ : koef thoma

ρ : berat jenis air (kg/m^3)

g : percepatan gravitasi (m/dt^2)

V : kecepatan aliran (m/dt). Celso (2004:178) menyarankan 2 m/dt sebagai pendekatan awal.

Untuk mengontrol kavitasi digunakan koefisien thoma kritis (σ_c) dihitung dengan menggunakan fungsi kecepatan spesifik dengan persamaan berikut:

$$\text{Turbin Kaplan } \sigma_c = 1,5241 \cdot N_{QE}^{1,46} + \frac{v^2}{2gH} \quad (2-37)$$

$$\text{Turbin Francis } \sigma_c = 1,2715 \cdot N_{QE}^{1,41} + \frac{v^2}{2gH} \quad (2-38)$$

dimana:

σ_c : koefisien kritis thoma

N_{QE} : kecepatan spesifik

Kavitasi akan terjadi pada $\sigma = \sigma_{crit}$. Besar kavitasi aktual dapat dihitung dengan persamaan berikut (Patty, 1995:100):

$$\sigma = \frac{Ha - Hw - Hs}{H} \quad (2-39)$$

dimana:

σ : kavitasi

Ha : tekanan atmosfer (m)

Hw : tekanan uap air disebelah bawah sudu rotor atau pada bagian atas pipa lepas (m)

Hs : tinggi hisap atau *draft head* (m)

Heff : tinggi jatuh air efektif (m)

2.6.4. Dimensi Turbin

Dalam perencanaan dimensi turbin maka harus ditentukan terlebih dulu jenis turbin yang akan digunakan apakah turbin impuls atau turbin reaksi, dalam perencanaan pembangkit listrik tenaga air dengan tinggi jatuh maka jenis turbin yang digunakan

adalah turbin reaksi. Menurut Ramos (2000:94), turbin reaksi terdiri atas beberapa bagian sebagai berikut:

a) Rumah Siput (*Spiral Case*)

Rumah Siput berfungsi untuk mengubah energi tekanan menjadi energi kinetik aliran air yang masuk menuju ruang turbin.

b) *Wicket Gate* atau *Guide Vane*

Wicket gate berfungsi untuk mengarahkan air menuju *runner* turbin dengan aliran seragam.

c) Pemutar (*Runner*)

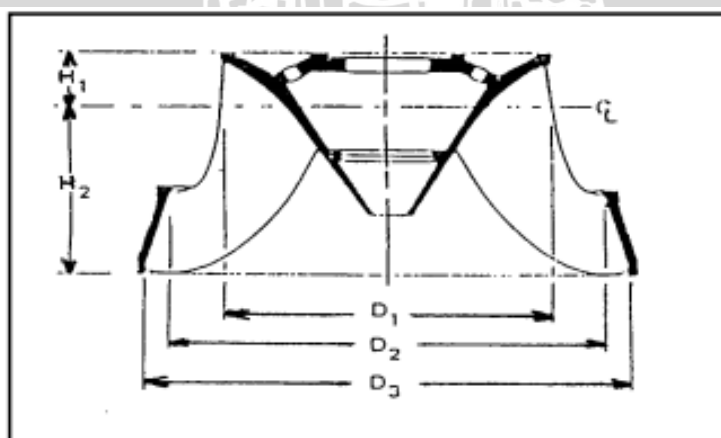
Runner berfungsi untuk mengubah energi kinetik menjadi energi mekanik untuk ditransformasikan menjadi energi listrik oleh generator. Pemutar memiliki 2 jenis yaitu *runner axial* dan *runner radial*, dengan atau tidak *movable blade* (sudu).

d) Pipa pembuang (*Draft tube*)

Pipa pembuang berfungsi untuk menghantarkan aliran dari turbin menuju saluran *tailrace*.

2.6.4.1. Diameter *Runner*

Diameter *runner* untuk turbin reaksi ditentukan atas besarnya kecepatan spesifik, tinggi jatuh dan juga perbedaan kecepatan tangensial pada turbin. Untuk turbin francis dimensi *runner* dihitung dengan persamaan berikut (Ramos, 2000:97):



Gambar 2.24 Skema *Runner* Untuk Turbin Francis

Sumber: Ramos (2000:97).

$$D_3 = 84.5 K_u \frac{\sqrt{H_0}}{n} \quad (2-40)$$

$$K_u = 0.31 + 2.5 \times 10^{-3} N_s \quad (2-41)$$

$$D_1 = D_3 \left(0.4 + \frac{94,5}{Ns} \right) \quad (2-42)$$

$$D_2 = \frac{D_3}{0.96 + 0.00038 Ns} \quad (2-43)$$

$$H_1 = D_3 (0.094 + 0.00025 Ns) \quad (2-44)$$

$$H_2 = D_3 \left(-0.05 + \frac{42}{Ns} \right) \quad (2-45)$$

Dimana :

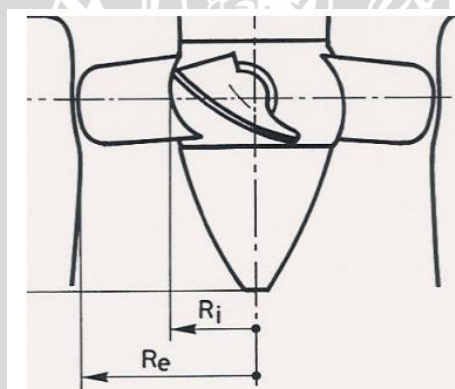
D : diameter runner (m)

n : kecepatan dasar turbin (rpm)

Ns : kecepatan spesifik turbin (kW m)

Ku : perbedaan kecepatan tangensial

Sedangkan untuk turbin Kaplan dimensi dihitung dengan persamaan (Celso, 2004:174).



Gambar 2.25 Skema *Runner* Untuk Turbin Kaplan

Sumber: Celso (2004:174).

$$R_i = \left(0,25 + \frac{0.0951}{n} \cdot Re \right) \quad (2-46)$$

$$Re = 84.5 (0.79 + 1.603 Ns) \frac{\sqrt{Hn}}{60n} \quad (2-47)$$

Dengan :

Ri : diameter *runner* bagian dalam (m)

Re : diameter *runner* bagian luar (m)

n : kecepatan dasar turbin (rpm)

Ns : kecepatan spesifik turbin (kW m)

Ku : perbedaan kecepatan tangensial

1. Guide Vane

Karakteristik dimensi *guide vane* dihitung dengan persamaan:

$$B_g = (0.45 - 31.8 / N_s) D_M \quad (2-48)$$

$$H_g = 0.2 D_M \quad (2-49)$$

dengan:

B_g : tinggi *guide vane* (m)

H_g : lebar ruang *whirl* (m)

N_s : Kecepatan spesifik (kW m)

D_m : diameter *runner turbine* (m)

2. Turbin Shaft

Diameter *shaft* dihitung dengan persamaan

$$D_s = 0.111 \left(\frac{P}{N} \right)^{1/3} \quad (2-50)$$

dengan :

P = daya yang dihasilkan (kW)

N = jumlah putaran per menit (rpm)

2.6.4.2. Case

Case digunakan untuk mengubah energi tekanan menjadi energi kinetik dan sebagai pengarah aliran menuju ruang pemutar turbin, ada beberapa macam tipe *case* untuk turbin antara lain saluran tertutup (*close flume*), rumah siput (*spiral case*), *semi spiral case*, dan *tubular*.

a. Semi Spiral Case

Dimensi rumah siput dinyatakan sebagai berikut (Warnick, 1984:138):

$$B_2 = D_M (1 / (0.76 + 8.92 \times 10^{-5} N_s)) \quad (2-51)$$

$$C_2 = D_M (1 / (0.55 + 1.48 \times 10^{-5} N)) \quad (2-52)$$

$$D_2 = D_M (0.55 - 9.05 \times 10^{-5} N_s) \quad (2-53)$$

$$E_2 = D_M (0.58 - 2.11 \times 10^{-5} N_s) \quad (2-54)$$

$$F_2 = D_M (1.62 - 3.18 \times 10^{-5} N_s) \quad (2-55)$$

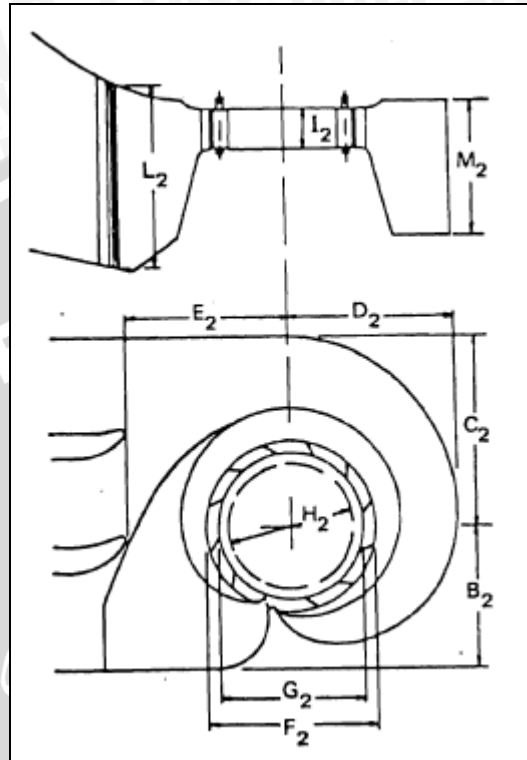
$$G_2 = D_M (1.36 + 7.79 / N_s) \quad (2-56)$$

$$H_2 = D_M (1.19 + 4.69 / N_s) \quad (2-57)$$

$$I_2 = D_M (0,44 - 21,47 / N_s) \quad (2-58)$$

$$L_2 = D_M (1,44 + 105,29 / N_s) \quad (2-59)$$

$$M_2 = D_M (1,03 + 136,28 / N_s) \quad (2-60)$$



Gambar 2.26 Skema Semi Spiral Case

Sumber: Warnick (1984:137)

b. Spiral Case

Dimensi rumah siput dinyatakan sebagai berikut (Ramos, 2000:98):

$$A = D_M 0,4N_s^{0,2} \quad (2-61)$$

$$B = D_M (1,26 + 3,79 \times 10^{-4} N_s) \quad (2-62)$$

$$C = D_M (1,46 + 3,24 \times 10^{-4} N_s) \quad (2-63)$$

$$D = D_M (1,59 + 5,74 \times 10^{-4} N_s) \quad (2-64)$$

$$E = D_M (1,21 + 2,71 \times 10^{-4} N_s) \quad (2-65)$$

$$F = D_M (1,45 + 72,17 / N_s) \quad (2-66)$$

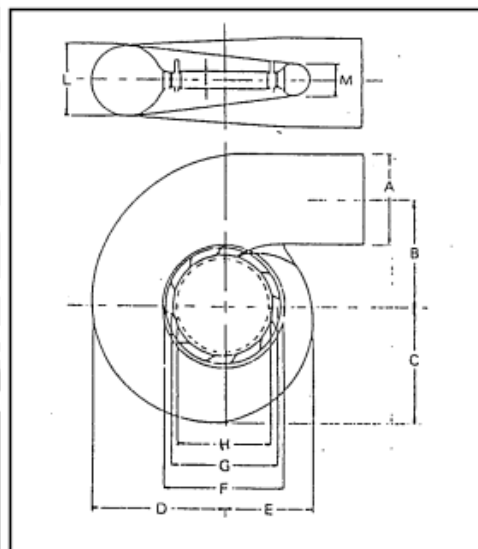
$$G = D_M (1,29 + 41,63 / N_s) \quad (2-67)$$

$$H = D_M (1,13 + 31,86 / N_s) \quad (2-68)$$

$$I = D_M (0,45 - 31,80 / N_s) \quad (2-69)$$

$$L = D_M (0,74 + 8,7 \times 10^{-4} N_s) \quad (2-70)$$

$$M = D_M / (2,06 + 1,2 \times 10^{-3} N_s) \quad (2-71)$$



Gambar 2.27 Skema Rumah Siput (*Spiral Case*)

Sumber: Ramos (2000:99).

2.6.4.3. Pipa Pelepas (*Draft tube*)

Pipa pelepas adalah pipa yang meneruskan air dari turbin ke saluran pembuangan (Patty, 1995:97).

Pipa ini mempunyai 2 tujuan yaitu (Patty, 1995:99) :

- Menggunakan tinggi jatuhnya air dari tempat keluar turbin ke muka air saluran pembuangan atau menggunakan tinggi statis.
- Menggunakan energi kinetik air yang keluar dari turbin atau menggunakan tinggi dinamis.

Untuk perencanaan dimensi dari *draft tube* dapat menggunakan persamaan (Ramos, 2000:98) sebagai berikut:

$$N = D_M (2 - 2.14 \times 10^{-6} Ns) \quad (2-72)$$

$$O = D_M (1.4 - 1.67 \times 10^{-5} Ns) \quad (2-73)$$

$$P = D_M (1.26 - 16.35 / Ns) \quad (2-74)$$

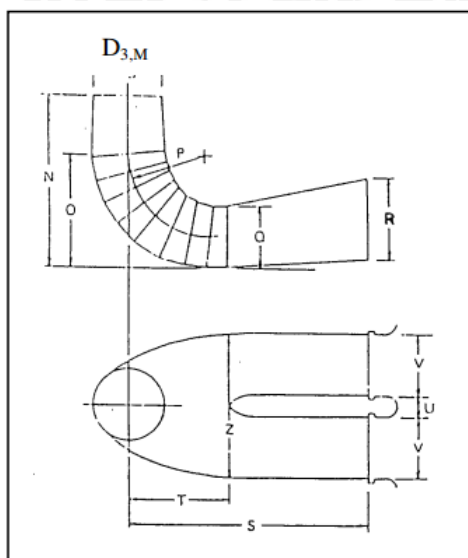
$$Q = D_M (0.66 - 18.4 / Ns) \quad (2-75)$$

$$R = D_M (1.25 - 7.98 \times 10^{-5} Ns) \quad (2-76)$$

$$S = D_M (4.26 - 201.51 / Ns) \quad (2-77)$$

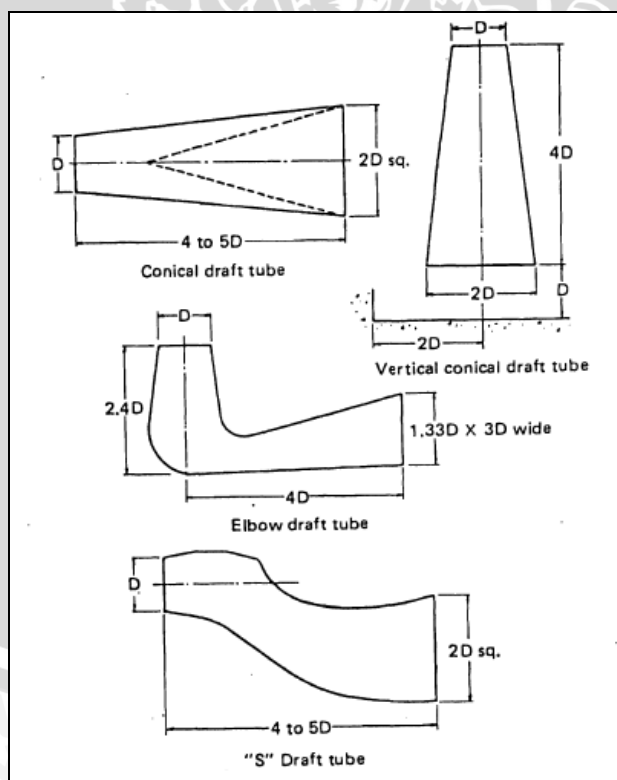
$$T = D_M (1.2 + 5.12 \times 10^{-4} Ns) \quad (2-78)$$

$$Z = D_M (2.58 + 102.66 / Ns) \quad (2-79)$$



Gambar 2.28 Dimensi *Draft Tube* untuk Turbin Kaplan
Sumber: Ramos (2000:99)

Pipa pelepas untuk turbin tipe *Bulb* dan *Tubular* bisa dihitung dengan persamaan pada gambar berikut :



Gambar 2.29 Skema Pipa Pelepas (*Draft Tube*)
Sumber: Warnick (1984:137)

2.6.5. Generator

Generator listrik adalah sebuah alat yang memproduksi energi listrik dari sumber energi mekanikal, biasanya dengan menggunakan induksi elektromagnetik. Generator memiliki dua bagian yaitu rotor dan stator.

Menurut Penche, generator yang digunakan untuk PLTMH adalah generator dengan 3 fasa dan jenis generator dibedakan menjadi dua yakni:

1. generator sinkron

generator sinkron dilengkapi dengan listrik DC atau permanen magnet eksitasi sistem (berputar atau statis) terkait dengan regulator tegangan untuk mengontrol tegangan *output* sebelum generator terhubung ke *grid*. Generator ini menyediakan energi reaktif yang dibutuhkan oleh kekuatan sistem saat generator terhubung ke *grid*. Generator sinkron dapat menjalankan sistem terisolasi dari *grid* dan menghasilkan listrik karena eksitasi tidak tergantung-*grid*.

2. generator tak sinkron

generator ini adalah motor induksi sederhana tanpa kemungkinan regulasi tegangan dan berjalan pada kecepatan berkaitan langsung dengan frekuensi sistem. mereka menarik eksitasi mereka dari *grid*, menyerap energi reaktif oleh magnet mereka sendiri. Menambahkan bank kapasitor dapat mengimbangi energi reaktif diserap. Mereka tidak bisa menghasilkan ketika terputus dari *grid* karena tidak mampu menyediakan eksitasi saat ini mereka sendiri. Namun, mereka digunakan dalam aplikasi yang berdiri sendiri yang sangat kecil sebagai solusi murah bila kualitas yang dibutuhkan dari pasokan listrik tidak terlalu tinggi.

Selain itu generator juga memiliki efisiensi sama seperti turbin, efisiensi generator dapat dibedakan berdasarkan keluaran energi yang dihasilkan (Celso,2004:187).

Tabel 2.3 Hubungan Antara Daya Generator dengan Efisiensi

Rated Power (kW)	Best efficiency
10	0,91
50	0.94
100	0,95
250	0,955
500	0,96
1000	0,97

Sumber: Celso (2004:187)

Tabel 2.4 Nilai Kecepatan Generator untuk Generator Sinkron

jumlah pole	frekuensi		jumlah pole	Frekuensi	
	50 Hz	60 Hz		50 Hz	60 Hz
2	3000	3600	16	375	450
4	1500	1800	18	333	400
6	1000	1200	20	300	360
8	750	900	22	272	327
10	600	720	24	250	300
12	500	600	26	231	277
14	428	540	28	214	257

Sumber: (Celso,2004:180).

2.6.5.1. Pengatur Kecepatan (*Governor*)

pengatur kecepatan dibutuhkan untuk pengaturan kecepatan pada turbin dengan mengatur *guide vane* sehingga didapatkan kecepatan yang masih diijinkan oleh turbin untuk beroperasi, pengatur kecepatan memiliki tiga jenis tipe yakni: hidro – mekanik, mekanik – elektrik dan hidro – elektrik.

Analisa kestabilan pada *governor*, celso merekomendasikan bahwa $t_m/t_w > 4$ dimana t_w adalah karakteristik aliran pada pipa pesat dan t_m adalah bagian inersia yang berputar. Analisa kestabilan *governor* adalah sebagai berikut (Celso,2004:192):

$$T_m : \frac{\Omega R^2 n^2}{5086 p} \quad (2-80)$$

$$T_w = \frac{\Sigma LV}{gH} \quad (2-81)$$

Dimana:

T_m : waktu bagian inersia yang berputar (*machine time constant*) (detik)

T_w : waktu mulai aliran (detik)

ΩR : keseluruhan bagian unit yang berputar (rpm)

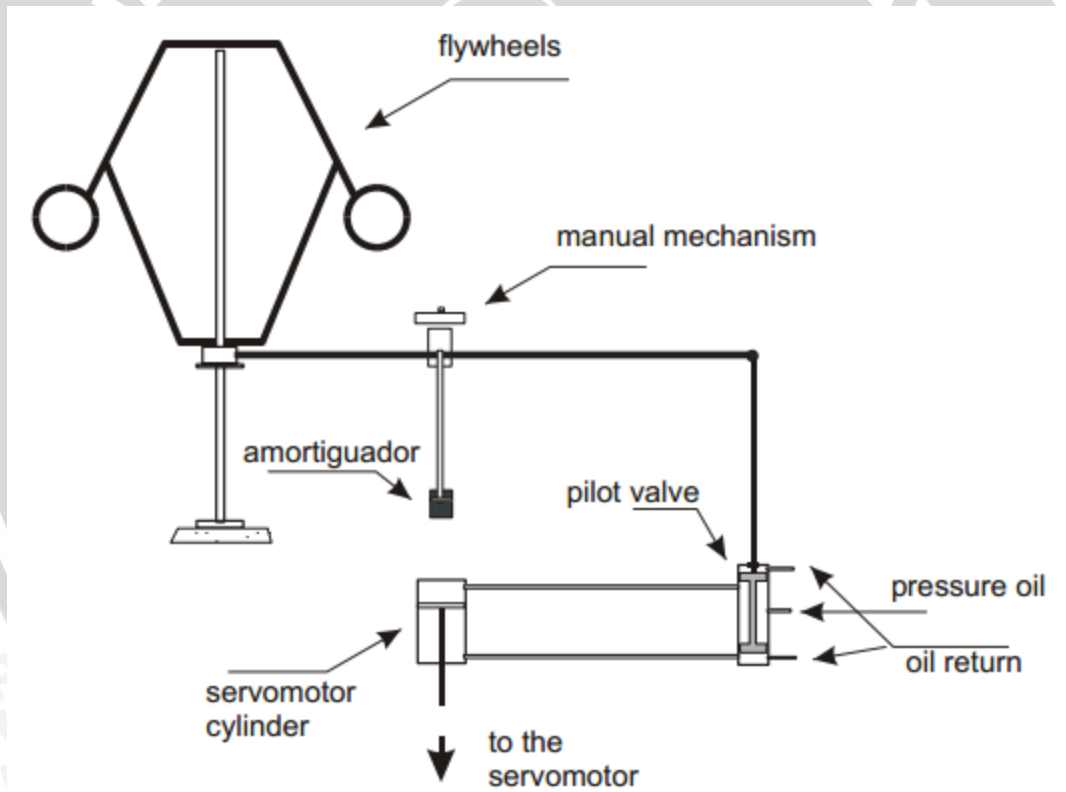
n : kecepatan sinkron turbin (rpm)

P : daya keluaran turbin (kW)

L : panjang jalan aliran (pipa pesat) (m)

V : kecepatan aliran (m/dt)

H : tinggi jatuh (m)



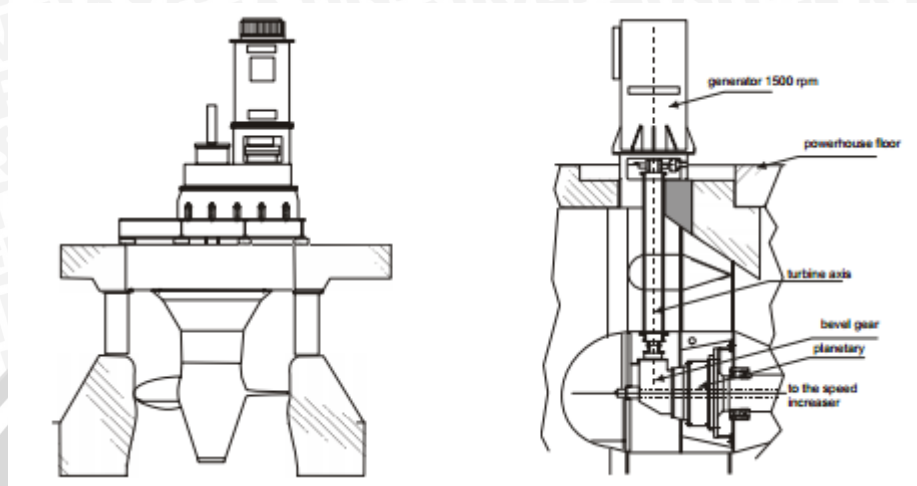
Gambar 2.30 Pengatur Kecepatan (*Governor*) Tipe Mekanik
Sumber: Celso (2004:190)

2.6.5.2. Peningkat Kecepatan (*Speed Increaser*)

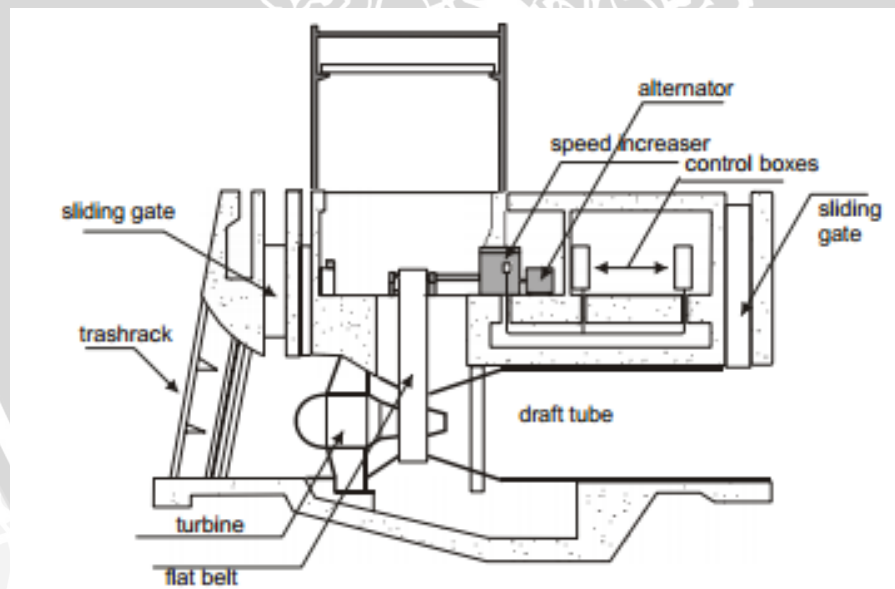
Peningkat kecepatan dibutuhkan oleh turbin dengan kondisi tinggi jatuh rendah seperti turbin Kaplan, turbular dan *bulb*. Peningkat kecepatan agar kecepatan pada turbin bisa stabil dan berjalan maksimal.

Menurut Celso (2004:184), peningkat kecepatan memiliki beberapa jenis yaitu:

- *Parallel Shaft*
- *Bevel Gears*
- *Belt speed increaser*



Gambar 2.31 Peningkat Kecepatan Tipe *Parallel Shaft* dan *Bevel Gears*
Sumber: Celso (2004:185)



Gambar 2.32 Peningkat Kecepatan Tipe *Belt Speed Increaser*
Sumber: Celso (2004:185)

2.6.5.3. Transformer (Travo)

Sebelum masuk ke jaringan transmisi arus listrik masuk melalui transformer untuk menurunkan intensitas arus yang dihasilkan dan meningkatkan voltase listrik untuk selanjutnya diatur sesuai dengan keperluan domestik.

2.7. Tinggi Jatuh Efektif (H_{eff})

Untuk mendapatkan *head* efektif diperlukan peta topografi dan detail disain bendung sehingga didapat *head losses* dan *net head*.

Persamaan tinggi jatuh efektif adalah (Varshney, 1977:562):

$$H_{eff} = EMAW - TWL - hl \quad (2-82)$$

dengan:

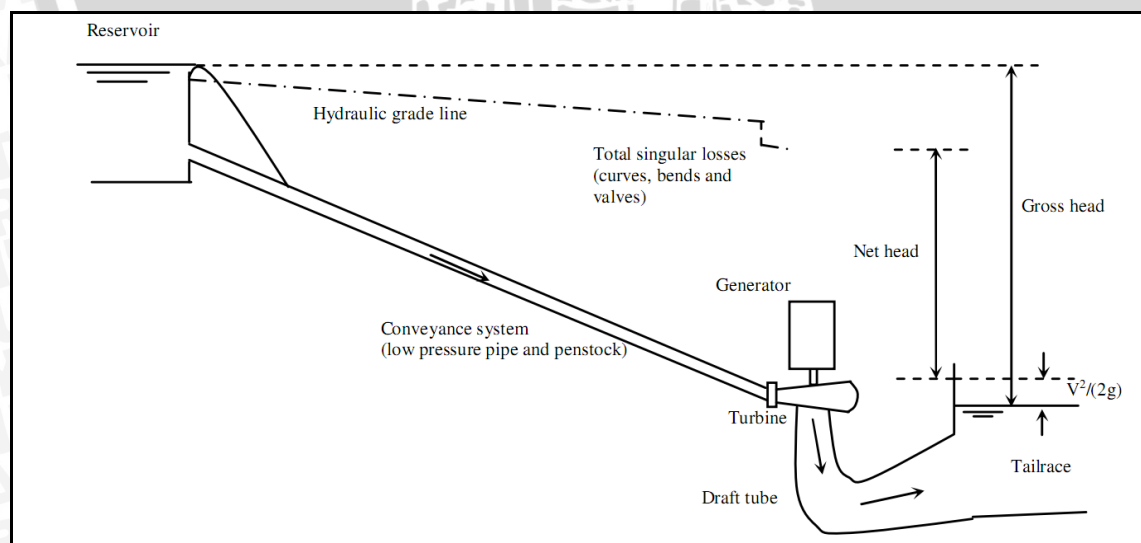
H_{eff} : Tinggi jatuh efektif (m)

EMAW : elevasi muka air waduk (m)

TWL : *tail water level* (m)

hl : total kehilangan tinggi tekan (m)

Sebagai mana dapat dipahami dari rumus tersebut, tinggi jatuh efektif dapat diperoleh dengan mengurangi tinggi jatuh total (dari permukaan air pada pengambilan sampai permukaan air saluran bawah) dengan kehilangan tinggi pada saluran air. Tinggi jatuh penuh (*Full head*) adalah tinggi air yang bekerja efektif pada turbin yang sedang berjalan. Bila diketahui permukaan air pada bangunan pengambilan dan saluran bawah serta debit air, maka tinggi jatuh efektif kemudian dapat ditentukan, dengan dasar pertimbangan ekonomis. Misalnya, bila kehilangan tinggi jatuh air dapat dikurangi dengan memperbesar penampang saluran air atau memperkecil kemiringannya, maka tinggi jatuh dapat digunakan dengan efektif (Arismunandar dan Kuwahara, 1991). Untuk lebih jelasnya lihat gambar 2.33.



Gambar 2.33 Tinggi jatuh

Sumber: Ramos (2000:61)

2.7.1. Kehilangan Tinggi (*Head Loss*)

Kehilangan tinggi energi adalah menurunnya besarnya energi akibat gesekan maupun kontraksi yang terjadi selama proses pengaliran, berdasarkan hukum kekekalan energi pada persamaan Bernoulli besarnya energi adalah sama namun terjadi penurunan energi atau kehilangan energi pada kisi atau section setelah mengalami gesekan, perubahan bentuk dan hambatan.

Dalam perhitungan kehilangan tinggi pada perencanaan sistem pembangkit listrik tenaga mikro hidro dapat dibedakan menjadi 2 yaitu kehilangan tinggi pada saluran terbuka dan kehilangan tinggi pada saluran tertutup.

a. Kehilangan tinggi pada saluran terbuka.

Kehilangan tinggi pada saluran terbuka dihitung dengan dua buah kondisi yaitu:

- Kehilangan pada bangunan pengambilan dihitung dengan persamaan (Triatmodjo, 1995:126):

$$h_f = f \frac{v^2}{2g} \quad (2-83)$$

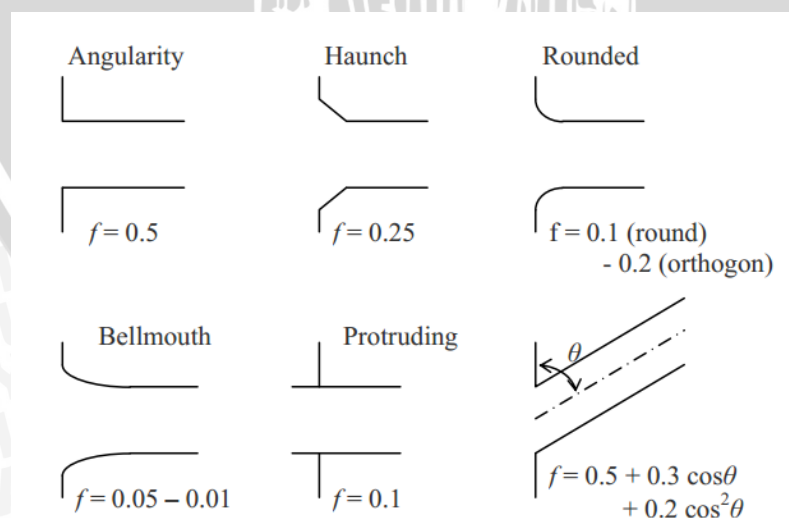
dimana:

h_f : kehilangan tinggi pada bangunan pengambilan (m)

V : kecepatan masuk (m/s)

g : percepatan gravitasi (m/s^2)

f : koefisien kehilangan tinggi, lihat gambar 2.21



Gambar 2.34 Nilai f Berdasarkan Bentuk Inlet

Sumber : MHP-1 (2009:5-13)

- Kehilangan tinggi pada penyaring dihitung dengan persamaan (2-28)

b. Kehilangan tinggi pada saluran tertutup.

Perhitungan kehilangan pada saluran tertutup dapat dibagi menjadi dua bagian yaitu kehilangan tinggi mayor (*major losses*) dan kehilangan tinggi minor (*minor losses*), kehilangan tinggi mayor disebabkan oleh gesekan yang terjadi didalam pipa akibat kekasaran dari pipa itu sendiri, besarnya kehilangan tinggi mayor pada saluran tertutup dapat dihitung dengan menggunakan persamaan darcy – weisbach :

$$h_f = f \frac{L}{D} \frac{v^2}{2g} \quad (2-84)$$

dimana:

h_f = kehilangan tinggi pada bangunan pengambilan (m)

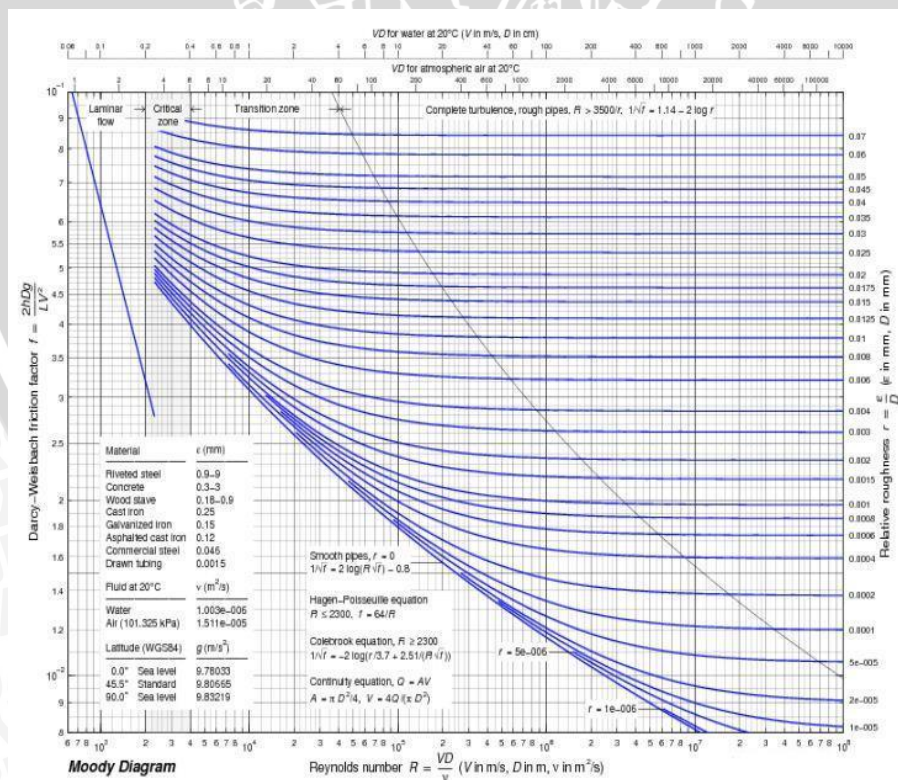
V = kecepatan masuk (m/s)

g = percepatan gravitasi (m/s^2)

L = panjang saluran tertutup / pipa (m)

D = diameter pipa (m)

f = koefisien kekasaran, didapat dari diagram moody



Gambar 2.35 Diagram Moody

Sumber : Celso (2004:38)

Sedangkan perhitungan kehilangan tinggi minor dapat dihitung dengan persamaan berikut (Ramos, 2000:64):

$$h_f = \xi \frac{v^2}{2g} \quad (2-85)$$

dimana :

ξ = koefisien berdasarkan jenis kontraksi

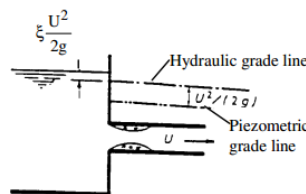
V = kecepatan masuk (m/s)

g = percepatan gravitasi (m/s²)

Nilai ξ dapat ditentukan berdasarkan jenis kontraksi atau hambatan yang terjadi pada pengaliran, berikut jenis kontraksi dan hambatan yang diperhitungkan (Ramos,2000):

a. Kontraksi

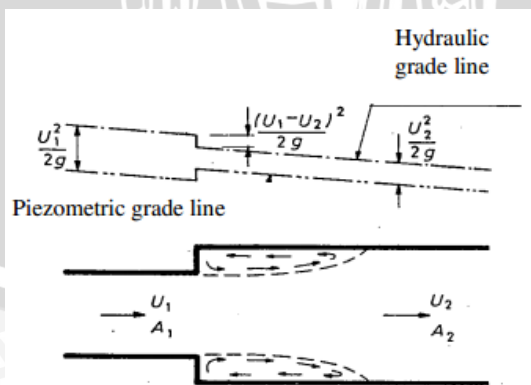
Type of contraction	ξ
sharp edge	0.50
rounded edge	0.25
conical horn	0.10
gradual	
$\alpha < 5^\circ$	0.06
$\alpha \begin{cases} 20^\circ \\ 45^\circ \\ 60^\circ \\ 75^\circ \end{cases}$	$\begin{cases} 0.20 \\ 0.30 \\ 0.32 \\ 0.34 \end{cases}$



Gambar 2.36 Kisaran Nilai ξ Berdasarkan Tipe Kontraksi

Sumber : Ramos (2000:64)

b. Penyempitan / Pelebaran



Gambar 2.37 Sketsa Situasi Kehilangan Tinggi Akibat Penyempitan dan Pelebaran

Sumber : Ramos (2000:64)

$$\xi = \left(1 - \frac{A_1}{A_2}\right)^2 \quad (2-86)$$

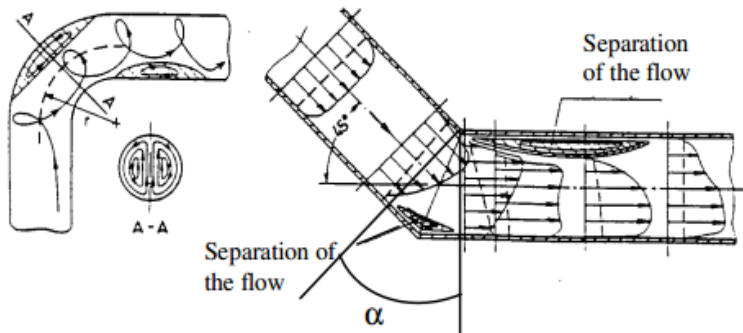
dimana:

ξ = koefisien

A = luas penampang (m^2)

c. Tikungan / Belokan

α	ξ
30°	0.20
40°	0.30
60°	0.55
80°	0.99
90°	1.10



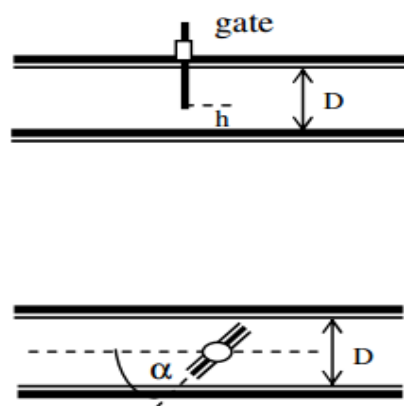
Gambar 2.38 Kisaran Nilai ξ Akibat Belokan

Sumber : Ramos (2000:65)

d. Pintu dan Katup

h/D	ξ
0.20	31.4
0.50	3.3
0.70	0.8

α	ξ
5°	0.24
20°	1.54
40°	10.8
60°	118



Gambar 2.39 Kisaran Nilai ξ Akibat Pintu dan Katup

Sumber : Ramos (2000:65)

2.8. Potensi Tenaga air

Energi potensial sangat berpengaruh pada seberapa besar kemampuan air untuk menghasilkan energi listrik. Energi potensial didapat dari perhitungan. Dikarakteristikan perbedaan level tinggi jatuh (H), membawa masuk air berupa debit (Qm^3/s), teori energi potensial dimaksudkan dalam mkg/sec. (Mosonyi, 1987:90).

$$NP = \gamma QH = 1000 QH \text{ [mkg/sec]}$$

Atau dalam kilowatts

$$NP = 13,3 \times 0,736 QH = 9,8 QH \quad (2-87)$$

Dimana:

N_p = Tenaga yang dikeluarkan secara teoritis

H = Tinggi jatuh efektif (m)

Q = Debit pembangkit (m^3/det)

$9,8$ = Percepatan gravitasi (m/s^2)

Untuk menentukan seberapa besar nilai H dan nilai Q yang harus diambil sebagaimana diketahui debit air selalu berubah sepanjang tahun dan juga tidak sama pada setiap tahun maka dibutuhkan kurva aliran dari debit sungai.

2.9. Daya

Perhitungan daya yang tersedia dan *output* energi untuk debit pembangkit yang diperhitungkan pada prinsipnya tidak ada kesulitan jika ungkapan berikut diinterpretasi dengan benar (Mosonyi, 1987:149), sebagai berikut:

$$P = 9,8 \times H_{eff} \times Q \times \eta \quad (2-88)$$

dengan:

P : Daya (kW)

H_{eff} : Tinggi jatuh efektif (m)

Q : Debit *outflow* (m^3/dtk)

η : Efisiensi turbin

2.10. Energi

Tenaga yang dihasilkan dari debit pembangkitan maksimum (debit puncak = *plant peak discharge*) disebut kapasitas terpasang atau *installed Capacity*. Tenaga yang dihasilkan berupa produksi energi tahunan.

Produksi energi tahunan dihitung berdasarkan tenaga andalan. Tenaga andalan dihitung berdasarkan debit andalan yang tersedia untuk PLTMH yang berupa debit *outflow* dengan periode n harian (Mosonyi, 1987:149).

$$\begin{aligned} E &= 9,8 \times H \times Q \times \eta \times 24 \times n \\ &= P \times 24 \times n \end{aligned} \quad (2-89)$$

dengan:

E : Energi tiap satu periode (kWh)

H : Tinggi jatuh efektif (m)

Q : Debit *outflow* (m^3/dtk)

η : efisiensi turbin

n : jumlah hari dalam satu periode.

2.11. Analisa Emisi Gas Karbon (*Green House Gas Emission*)

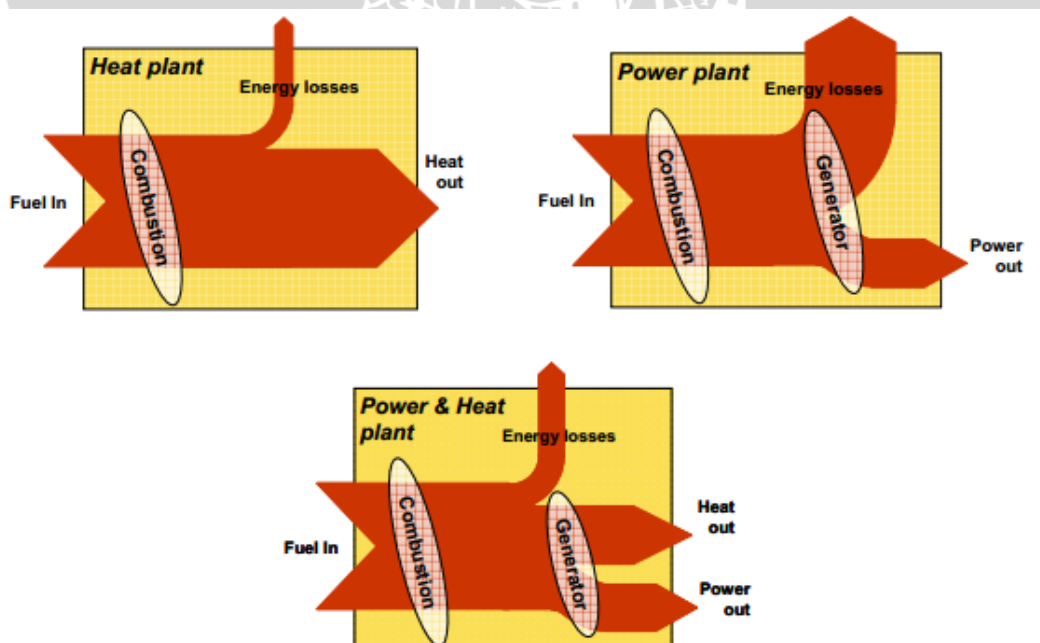
Emisi gas karbon (CO_2) merupakan polutan hasil pembakaran bahan bakar seperti minyak, batu bara, dan bahan bakar fosil lainnya. Dalam pembangkitan energi listrik dengan menggunakan sumber energi dengan bahan bakar fosil akan memberikan polutan gas karbon (CO_2) dengan kuantitas tertentu berdasarkan faktor emisi gas karbon untuk tiap kilowatt yang dihasilkan dari proses pembangkitan energi pada generator sampai disalurkan pada *grid*.

Berikut adalah nilai faktor emisi gas karbon untuk tiap jenis sumber energi atau bahan bakar:

Tabel 2.5 Nilai Faktor Emisi Gas Karbon untuk Tiap Jenis Bahan Bakar

No.	Jenis Bahan Bakar (Sumber Energi)	Kg CO_2 /kWh
1	Minyak	0,754*
2	Diesel	0,764
3	Tenaga Air (<i>Hydro</i>)	0
4	Panas Bumi (<i>Geothermal</i>)	0
5	Batu Bara (<i>Coal</i>)	0,94
6	Gas Alam (<i>Natural Gas</i>)	0,581

Sumber: IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006



Gambar 2.40 Proses Pembakaran Bahan Bakar dalam Pembangkitan Energi Listrik

Sumber: IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (2006)

2.11.1 *Clean Development Mechanism (CDM) dan Certificate Emission Reduction (CER)*

CDM adalah proyek mekanisme untuk mengurangi emisi gas karbon sesuai dengan protokol Kyoto tahun 1998, dimana CDM dilakukan diberbagai bidang seperti industri, transportasi, energi, dan bentuk bidang penghasil karbon lainnya. di Indonesia telah didirikan badan khusus untuk penanganan DNA-Indonesia atau Komisi Nasional-Mekanisme pembangunan Bersih (Komnas MPB) pada tingkat nasional dengan Keputusan Menteri Negara Lingkungan Hidup No. 206 Tahun 2005. Komnas MPB ini akan berperan dalam pemberian persetujuan pada setiap dokumen desain proyek (*Project Design Document*) sebelum disetujui oleh Badan Eksekutif di tingkat internasional (*Executive Board*). Komnas MPB akan secara khusus memberikan penilaian dan persetujuan berkenaan dengan kriteria pembangunan berkelanjutan.

Kriteria untuk pengajuan proyek CDM meliputi:

1. Kriteria Lingkungan Yang Berkelanjutan

Indikator: perawatan kondisi fungsi ekologi, penerapan standar pengelolaan lingkungan, pemeliharaan flora dan fauna pada ekosistem termasuk tidak terjadi kontaminasi, mempertahankan pola tata guna lahan, dan tidak ada resiko kesehatan yang disebabkan proyek.

2. Kriteria Ekonomi yang berkelanjutan

Indikator: tidak mengurangi pendapatan daerah, proyek harus menambah potensi pendapatan daerah, tidak mengurangi layanan publik.

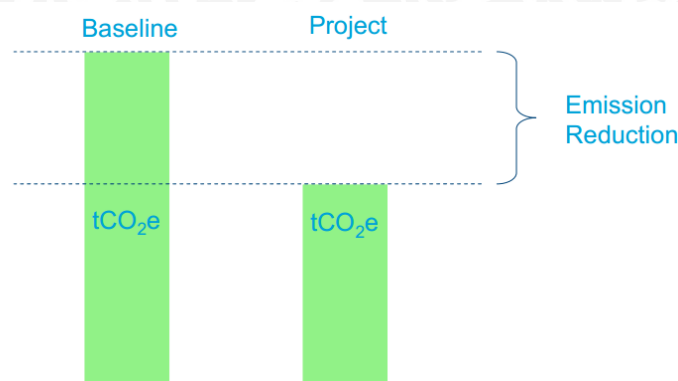
3. Kriteria Sosial Yang Berkelanjutan

Indikator: masyarakat dapat merasakan dan berpartisipasi dari hasil pembangunan proyek.

4. Kriteria Teknologi Yang Berkelanjutan

Indikator: tidak terlalu menggantungkan terhadap teknologi asing, tidak menggunakan energi yang belum matang, dan meningkatkan teknologi dan kemampuan daerah.

Dengan adanya CDM maka dapat membantu negara berkembang untuk mencapai pengembangan teknologi yang berkelanjutan dengan mengizinkan pihak pengembang (*developers*) untuk mengurangi emisi gas rumah kaca (GHG) dan mendapatkan bantuan dana dengan melakukan hal tersebut.



Gambar 2.41 Prinsip Pengurangan Emisi Gas Rumah Kaca dengan CDM

Sumber: www.pwc.com (diakses 28 November 2013)

CER adalah sertifikat pengakuan untuk sebuah proyek atau sebuah usaha dikarenakan telah melakukan pengurangan emisi gas rumah kaca. Besarnya nilai CER tiap 1 tCO₂e adalah sebesar 11 euro atau setara dengan 172,429.20 rupiah (Chugoku *Electric Power*, 2009:6-7). Besarnya reduksi emisi gas karbon yang dihasil dari pembangkitan energi listrik dapat dihitung dengan persamaan berikut (Anonim dalam RETScreen, 2005:53):

$$\Delta_{GHG} : (e_{base} - e_{prop}) E_{prop} (1 - \lambda_{prop}) \quad (2-90)$$

Dimana:

Δ_{GHG} : Besaran reduksi gas karbon (kgCO₂e)

e_{base} : faktor emisi gas karbon dari sumber tidak terbarukan (lihat tabel 2.7)

e_{prop} : faktor emisi gas karbon dari sumber terbarukan ($e_{prop} = 0$ untuk tenaga air)

E_{prop} : besarnya daya bangkitan (kWh)

λ_{prop} : kehilangan daya pada unit distribusi / grid

2.12. Analisa Ekonomi

Analisa ekonomi dilakukan untuk mengetahui kelayakan suatu proyek dari segi ekonomi. Dalam melakukan analisa ekonomi dibutuhkan dua komponen utama yaitu: *cost* (komponen biaya) dan *benefit* (komponen manfaat).

2.12.1. Benefit (Komponen Manfaat)

Manfaat Pusat Listrik Tenaga Mikro Hidro didasarkan pada tenaga listrik yang dihasilkan tiap tahun dan tarif dasar listrik yang berlaku.

2.12.2. Cost (Komponen Biaya)

Pada pelaksanaan pembangunan, mulai dari ide, studi kelayakan, perencanaan, pelaksanaan, sampai pada operasi dan pemeliharaan membutuhkan bermacam-macam

biaya. Pada analisis kelayakan ekonomi biaya-biaya tersebut dikelompokkan menjadi dua yaitu biaya modal dan biaya tahunan (Kodoatie,1995:71).

1. Biaya Modal

Biaya modal (*Capital Cost*) adalah jumlah semua pengeluaran yang dibutuhkan mulai dari pra studi sampai proyek selesai dibangun. Semua pengeluaran yang termasuk biaya modal dibagi menjadi dua bagian yaitu biaya langsung dan biaya tak langsung.

Biaya ini merupakan biaya yang diperlukan untuk pelaksanaan pembangunan atau biaya konstruksi. Biaya konstruksi PLTMH dinyatakan dalam rumus empiris yang diperkirakan dengan harga satuan dari proyek-proyek PLTMH di Indonesia. Biaya konstruksi sebagai fungsi *cost* yang diperhitungkan.

Rumus empiris yang digunakan untuk memperkirakan besarnya biaya adalah sebagai berikut (Anonim dalam RETScreen,2005:Appendix B):

a) Biaya Engineering (C1)

Biaya *engineering* merupakan biaya yang diperlukan untuk jasa konsultasi dan jasa konstruksi, persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut:

$$C1 = 0,37 \cdot n^{0,1} \cdot E \left(\frac{MW}{H_g^{0,3}} \right)^{0,54} \times 10^6 \quad (2-91)$$

Dimana:

C1 : estimasi biaya *engineering* (\$ Kanada)

n : jumlah turbin yang digunakan

E : *engineering cost factor* (0,67 jika ada bendungan / bendung *eksisiting* dan 1 jika tidak ada bendungan / bendung *eksisiting*)

MW : total kapasitas terpasang (MegaWatt)

H_g : tinggi jatuh kotor (m)

b) Biaya Peralatan Hidromekanik (C2)

Biaya peralatan hidromekanik meliputi biaya generator, turbin dan *governor*, persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut:

$$C2 = CG + CT \quad (2-92)$$

Generator

$$CG = 0,82 \cdot n^{0,98} \cdot G \cdot C_g \left(\frac{MW}{H_g^{0,28}} \right)^{0,9} \times 10^6 \quad (2-93)$$

Turbin Kaplan

$$CT = 0,27 \ n^{0,96} J_t K_t d^{1,47} (1,17 H_g^{0,12} + 2) \times 10^6 \quad (2-94)$$

Turbin Francis

$$CT = 0,17 \ n^{0,96} J_t K_t d^{1,47} ((13 + 0,01 H_g^{0,3}) + 3) \times 10^6 \quad (2-95)$$

Turbin propeller

$$CT = 0,125 \ n^{0,96} J_t K_t d^{1,47} (1,17 H_g^{0,12} + 4) \times 10^6 \quad (2-96)$$

Turbin turgo atau pelton

$$CT = 3,47 \ n^{0,96} \left(\frac{MWu}{Hg^{0,5}} \right)^{0,44} \times 10^6 \quad \text{jika} \left(\frac{MWu}{Hg^{0,5}} \right) > 4 \quad (2-97)$$

$$CT = 5,34 \ n^{0,96} \left(\frac{MWu}{Hg^{0,5}} \right)^{0,91} \times 10^6 \quad \text{jika} \left(\frac{MWu}{Hg^{0,5}} \right) < 4 \quad (2-98)$$

Turbin crossflow

$$CT = \text{biaya turbin pelton/ turgo} \times 0,5 \quad (2-99)$$

Dimana:

C2 : estimasi biaya hidromekanik (\$ kanada)

CG : biaya generator (\$ kanada)

CT : biaya turbin dan *governor* (\$ kanada)

G : faktor koneksi *grid* (0,9 untuk central grid)

C_g : faktor motor generator kecil (0,75 jika MW < 10, 1 jika MW > 10)

J_t : Faktor peningkatan tinggi jatuh (1 jika H < 25m, 1,1 jika H > 25m)

K_t : faktor penurunan diameter kecil (0,9 jika d < 1,8m , 1 jika d > 1,8m)

d : diameter *runner* turbin (m)

Mwu : kapasitas daya tiap turbin (Megawatt)

c) Biaya Instalasi Peralatan Hidromekanik (C3)

Merupakan biaya pemasangan peralatan hidromekanik persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut:

$$C3 = C2 \times 0,15 \quad (2-100)$$

Dimana:

C3 : estimasi biaya instalasi hidromekanik (\$ kanada)

C2 : biaya peralatan hidromekanik (\$ kanada)

d) Biaya Instalasi Transmisi Jaringan (C4)

Merupakan biaya untuk pembangunan jaringan transmisi listrik persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut:

$$C4 = 0,0011 D P L_t^{0,95} V \times 10^6 \quad (2-101)$$

Dimana:

C4 : estimasi biaya instalasi transmisi jaringan (\$ kanada)

D : koefisien tingkat kesulitan wilayah (*terrain*) (1 – 2)

V : voltase jaringan transmisi (kV)

P : faktor biaya tiang listrik (0,85 jika $V < 69$, 1 jika $V > 69$)

L_t : panjang jaringan (km)

e) Biaya Substansi dan Travo (C5)

Merupakan biaya untuk substansi dan transformer (Travo), persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut:

$$C5 = (0,025 n^{0,95} + 0,002 (n+1) \left(\frac{MW}{0,95} \right)^{0,9} \times V^{0,3}) \times 10^6 \quad (2-102)$$

Dimana:

C5 : estimasi biaya travo dan substansi (\$ kanada)

f) Biaya Pemasangan Substansi dan Travo (C6)

Merupakan biaya untuk substansi dan transformer (Travo), persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut:

$$C6 = 0,15 C5 \quad (2-103)$$

Dimana:

C6 : estimasi biaya pemasangan substansi dan travo (\$ kanada)

g) Biaya Pekerjaan Sipil (C7)

Biaya pekerjaan sipil meliputi pekerjaan: galian, timbunan, pembongkaran DLL, persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut:

$$C7 = 1,97 n^{-0,04} C R \left(\frac{MW}{0,95} \right)^{0,9} (1 + 0,001 L_b) \left(1 + 0,005 \frac{L_d}{H_g} \right) \times 10^6 \quad (2-104)$$

Dimana:

C7 : estimasi biaya pekerjaan sipil (\$ kanada)

C : koefisien pekerjaan sipil (0,44 jika ada bendungan / bendung eksisting, 1 jika tidak ada bendungan / bendung eksisting)

R : faktor batuan (1 jika terdapat batuan, 1,05 jika tidak terdapat batuan)

L_b : jarak menuju *borrow area* (m)

L_d : panjang bendungan / bendung (m)

h) Biaya Pekerjaan Pipa Pesat (C8)

Merupakan biaya untuk pembangunan pipa pesat, persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut:

$$C8 = 20 n_p^{0,95} W^{0,88} \quad (2-105)$$

$$W = (24,7 d_p l_p t_{ave}) \quad (2-106)$$

$$d_p = \frac{\left(\frac{Q_d}{N_p} \right)^{0,42}}{Hg^{0,14}} \quad (2-107)$$

$$t_t = d_p^{1,3} + 6 \quad (2-108)$$

$$t_b = 0,0375 d_p H_g \quad (2-109)$$

$$t_{ave} = 0,5(t_t + t_b) \quad (\text{jika } t_b > t_t) \quad (2-110)$$

$$t_{ave} = t_t \quad (\text{jika } t_b < t_t) \quad (2-111)$$

Dimana:

$C8$: estimasi biaya pipa pesat (\$ kanada)

n_p : jumlah pipa pesat

W : berat pipa pesat (kg)

Q_d : debit desain (m^3/dt)

d_p : diameter pipa pesat (m)

l_p : panjang pipa pesat (m)

t_{ave} : tebal pipa pesat rata rata (mm)

t_t : tebal pipa pesat pada *intake* (mm)

t_b : tebal pipa pesat pada turbin (mm)

i) Biaya Pemasangan Pipa Pesat (C9)

Merupakan biaya untuk ekskavasi dan pemasangan pipa pesat, persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut:

$$C9 = 5 W^{0,88} \quad (2-112)$$

Dimana:

$C9$: estimasi biaya pemasangan pipa pesat (\$ kanada)

j) Biaya Pekerjaan Saluran (C10)

Merupakan biaya untuk pembuatan saluran termasuk bahan untuk pasangan, persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut:

Untuk kondisi tanah biasa:

$$C_{10} = 20 ((1,5 + 0,01S_s^{1,5}) Q_d L_{cs})^{0,9} \quad (2-113)$$

Untuk kondisi tanah berbatu:

$$C_{10} = 100 ((1,5 + 0,016S_s^2) Q_d L_{cr})^{0,9} \quad (2-114)$$

Dimana:

C_{10} : estimasi biaya pekerjaan saluran (\$ kanada)

S_s : kemiringan lahan

L_{cs} : panjang saluran pada kondisi tanah biasa (m)

L_{cr} : panjang saluran pada kondisi tanah berbatu (m)

k) Biaya Pekerjaan Lainnya (C_{11})

Merupakan kelompok bangunan lain yang tidak tergolong utama (pelengkap), persamaan empiris untuk estimasi biaya adalah sebagai berikut:

$$C_{11} = 0,25 i Q_d^{0,35} \times 1,1 \Sigma C_1 \text{ to } C_{10} + 0,1 \Sigma C_1 \text{ to } C_{10} \quad (2-115)$$

dimana:

C_{11} : estimasi biaya pekerjaan lain lain (\$ kanada)

i : suku bunga

Hasil estimasi biaya langsung (*Cost*) dinyatakan dalam satuan mata rupiah dolar kanada tahun 2005 dibutuhkan konversi mata uang dolar kanada ke tahun 2014 yang selanjutnya dikonversikan ke satuan indonesia rupiah. Komponen *cost* terdapat tiga macam, antara lain:

1. Biaya Tak Langsung

Biaya ini dibagi menjadi tiga komponen, yaitu:

1. Kemungkinan/hal yang tidak diduga (*contingencies*) dari biaya langsung.
Kemungkinan/hal yang tidak pasti ini bila dikelompokkan dapat dibagi menjadi tiga, yaitu :
 - a. Biaya/pengeluaran yang mungkin timbul, tetapi tidak pasti.
 - b. Biaya yang mungkin timbul, namun belum terlihat.
 - c. Biaya yang mungkin timbul, akibat tidak tetapnya pada waktu yang akan datang (misal adanya kenaikan harga) atau eskalasi. Biasanya biaya untuk ini merupakan suatu angka prosentase dari biaya langsung, misalnya 5%, 10%, 15%. Hal ini sangat tergantung pada pihak pemilik dan perencana. Semakin berpengalaman pemilik atau perencana, besarnya prosentase ini lebih kecil.

2. Biaya teknik/*engineering cost* mencakup biaya untuk kegiatan yang terkait dengan aspek *engineering* yaitu biaya survei lapangan, studi kelayakan (*feasibility study*), jasa konsultan, desain dan biaya supervisi. (Suyanto, 2001:45)
3. Bunga (*interest*) selama konstruksi dimaksudkan untuk membayar bunga uang yang harus disediakan. Pajak kadang-kadang perlu ditambahkan atau tidak diperhitungkan. (Suyanto, 2001:46).

2. Biaya Tahunan

Biaya tahunan adalah biaya yang masih diperlukan sepanjang umur proyek. Biaya tahunan (A) terdiri dari tiga komponen, yaitu:

- a. Biaya bunga, biaya ini merupakan penyebab terjadinya perubahan biaya modal karena adanya tingkat suku bunga selama umur proyek. Besarnya bisa berbeda dengan bunga selama waktu dari ide sampai pelaksanaan sifat fisik selesai. Bunga merupakan komponen terbesar yang diperhitungkan terhadap biaya modal.
- b. Depresiasi atau penyusutan adalah turunnya suatu harga/nilai dari sebuah benda karena pemakaian dan kerusakan atau keusangan benda itu. Amortisasi adalah pembayaran dalam suatu periode tertentu (tahunan misalnya) sehingga hutang yang ada akan terbayar lunas pada akhir periode tersebut.
- c. Amortisasi adalah pembayaran dalam suatu periode tertentu (tahunan misalnya) sehingga hutang yang ada akan terbayar lunas pada akhir periode tersebut.
- d. Biaya operasi dan pemeliharaan, untuk dapat memenuhi umur proyek sesuai dengan yang direncanakan pada detail desain, maka diperlukan biaya untuk operasi dan pemeliharaan proyek tersebut yang harus dikeluarkan setiap tahunnya. Besarnya biaya O&P diperkirakan dari prosentase biaya modal. Persentase tersebut besarnya berbeda-beda tergantung jenis bangunannya.

2.12.3. Indikator Kelayakan Ekonomi

Suatu proyek dikatakan layak secara ekonomi apabila memenuhi indikator-indikator kelayakan ekonomi. Menurut Suyanto (2001:39), indikator yang sering dipakai dalam analisa ekonomi, yaitu:

- Perbandingan manfaat dan biaya (*BCR*)
- Selisih manfaat dan biaya (*Net Present Value*)
- Tingkat pengembalian internal (*Internal Rate of Return*)

- Titik Impas Investasi (*Break Event Point*)

2.12.4. BCR (*Benefit Cost Ratio*)

Benefit Cost Ratio (BCR) adalah perbandingan antara nilai sekarang (*present value*) dari manfaat (*benefit*) dengan nilai sekarang (*present value*) dari biaya (*cost*). Secara umum rumus untuk perhitungan BCR ini adalah (Suyanto, 2001:39):

$$BCR = \frac{PV \text{ dari manfaat}}{PV \text{ dari biaya}} \quad (2-116)$$

dengan :

PV = *Present value*

BCR = *Benefit Cost Ratio*

Sebagai ukuran dari penilaian suatu kelayakan proyek dengan metode BCR ini adalah jika $BCR > 1$ maka proyek dikatakan layak dikerjakan dan sebaliknya jika nilai $BCR < 1$ proyek tersebut secara ekonomi tidak layak untuk dibangun.

2.12.5. NPV (*Net Present Value*)

Komponen *cost* dan *benefit* dihitung *present valuenya* berdasarkan *discount rate/interest rate* yang telah ditentukan. Harga *Net Present Value* diperoleh dari pengurangan *present value* komponen *benefit* dengan *present value* komponen *cost* (Suyanto, 2001:39).

$$NPV = PV \text{ komponen } Benefit - PV \text{ komponen } Cost \quad (2-117)$$

dengan :

PV = *Present value*

NPV = *Net Present Value*

Suatu proyek dikatakan ekonomis dan layak dibangun apabila *NPV* bernilai + (positif) atau $NPV > 0$.

2.12.6. IRR

Internal Rate of Return merupakan nilai suku bunga yang diperoleh jika *BCR* bernilai sama dengan 1, atau nilai suku bunga jika *NPV* bernilai sama dengan 0. *IRR* dihitung atas dasar penerimaan bersih dan total nilai untuk keperluan investasi. Nilai *IRR* sangat penting diketahui untuk melihat sejauh mana kemampuan proyek ini dapat dibiayai dengan melihat nilai suku bunga pinjaman yang berlaku. Perhitungan nilai *IRR* ini dapat diperoleh dengan rumus sebagai berikut Suyanto (2001:39):

$$IRR = I' + \frac{NPV'}{NPV' - NPV''} (I'' - I') \quad (2-118)$$

Dimana :

I' = suku bunga memberikan nilai NPV positif

I'' = suku bunga memberikan nilai NPV negatif

NPV = selisih antara *present value* dari manfaat dari *present value* dari biaya

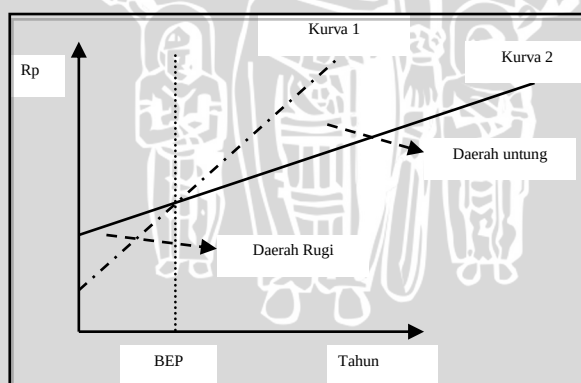
NPV' = NPV positif

NPV'' = NPV negatif

2.12.7. Break Event Point

Analisa ini digunakan apabila pemilihan alternatif-alternatif sangat dipengaruhi oleh satu faktor tunggal yang tidak pasti, misalnya utilisasi kapasitas. Titik impas dari faktor tersebut akan ditentukan sedemikian hingga kedua alternatif sama baiknya ditinjau dari sudut pandang ekonomi. Dengan mengetahui titik impas maka akan bisa ditentukan alternatif yang lebih baik pada suatu nilai tertentu dari faktor yang tidak pasti tersebut. Pemilihan alternatif-alternatif investasi sering kali, akan mengakibatkan keputusan yang berbeda apabila tingkat produksi atau tingkat utilitas dari investasi berbeda.

Titik Impas Investasi (*Break Event Point*/BEP), dalam studi ini digunakan untuk mengetahui berapa tahun modal yang ditanam dapat kembali, atau biaya yang dikeluarkan dikurangkan pada keuntungan sama dengan nol.



Gambar 2.42 Break Event Point

Sumber : Pujawan (2004:150)

2.12.8. Payback Periode

Payback Period merupakan jangka waktu periode yang diperlukan untuk membayar kembali (mengembalikan) semua biaya-biaya yang telah dikeluarkan dalam investasi suatu proyek. *Payback Period* ini akan dipilih yang paling cepat dapat mengembalikan biaya investasi, makin cepat pengembaliannya makin baik dan kemungkinan besar akan dipilih.

Kelemahan-kelemahan metode *Payback* (Pujawan, 2004:113):

1. Diabaikannya nilai waktu uang
2. Diabaikannya aliran kas setelah periode *Payback*

$$\text{Payback Periode} = \frac{I}{A_b} \quad (2-119)$$

dengan, I : Besarnya biaya investasi yang diperlukan

A_b : *Benefit* bersih yang dapat diperoleh pada setiap tahun.

2.13. TURBN PRO

2.13.1 Definisi TURBN PRO

TURBN PRO merupakan program untuk mengolah data teknis dan melakukan pengukuran dan penggambaran turbin air. Beberapa data yang berhubungan dengan keadaan lokasi turbin tersebut bekerja dimasukkan, juga parameter-parameter operasi dan susunan peralatan yang diinginkan. Setelah itu, terdapat beberapa pilihan ukuran, kecepatan, batas operasi, dimensi, dan karakteristik dayaguna dari solusi turbin yang sesuai dengan data yang dimasukkan. Selain itu, TURBN PRO dapat digunakan untuk menentukan perkiraan produksi energi selama satu tahun dari satu atau beberapa solusi turbin yang dibuat.

2.13.2 Komponen TURBN PRO

Komponen-komponen utama yang harus diperhatikan dalam pengembangan TURBN PRO, antara lain:

1. Data

Data merupakan salah satu unsur yang tidak mungkin dipisahkan dari sistem TURBN PRO. Data tersebut dapat berupa survei lapangan atau data tabular.

2. Perangkat keras (*Hardware*)

Computer sebagai alat *input*, proses pengolahan dan *output*. Perangkat ini menyangkut seluruh perangkat fisik yang terdapat dalam sistem komputer. Perangkat-perangkat tersebut antara lain terdiri dari:

- a. Peralatan data masukan
- b. Peralatan data keluaran
- c. Peralatan penyimpanan
- d. Prosesor

3. Perangkat lunak (*Software*)

Software TURBN PRO didesain untuk melakukan analisa teknis. Sebagian besar *software* tersebut dapat digunakan untuk melakukan manipulasi spasial atau tabular data. *Software* juga dapat melakukan permodelan turbin.

4. Manusia/pelaksana

Manusia sebagai pengoperasi atau pengatur jalannya sistem yang ada pada program TURBN PRO.

5. Tata cara/prosedur

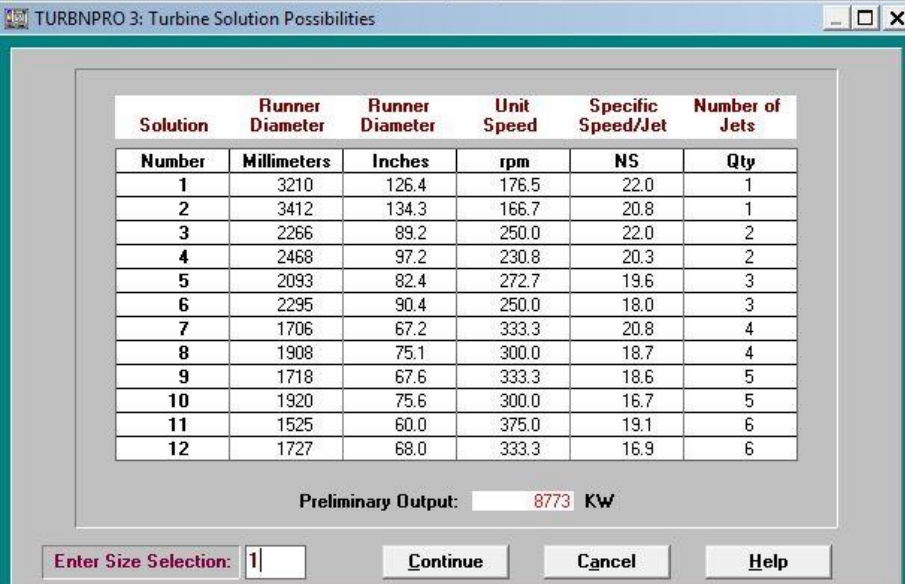
Prosedur meliputi masukan, pengadaan data, pemeliharaan, standarisasi program aplikasi serta kemudahan memakai dan mengembangkan.

2.13.3 Pengolahan Data dengan TURBN PRO

Pemasukan data dilakukan setelah mengetahui dan menghitung parameter-parameter yang diperlukan dalam mengoperasikan TURBN PRO. Data yang diperlukan berupa debit air, *head* efektif, *head* lokasi hasil pengukuran, elevasi lokasi, suhu air, ketinggian turbin dari *tail water*, frekuensi sistem, *head* efektif minimum. Data tersebut dimasukan dalam *entry form* seperti pada Gambar 2.43. selanjutnya terdapat pilihan solusi ukuran dan karakteristik turbin yang memungkinkan serta perkiraan potensi daya listrik yang dihasilkan sesuai dengan data yang dimasukan seperti pada Gambar 2.44 dan 2.45.

Parameter	Value	Limits
Rated Discharge (in m ³ /s)	5	Limits
Net Head at rated discharge (in meters)	200	Limits
Site Gross Head (in meters)	203	Limits
Efficiency Priority at max output (0 to 10)	9	Limits
System Frequency (50 Hz or 60 Hz)	50	Limits
Minimum Net Head (in meters)	150	Limits
Maximum Net Head (in meters)	203	Limits

Gambar 2.43 Entry Form

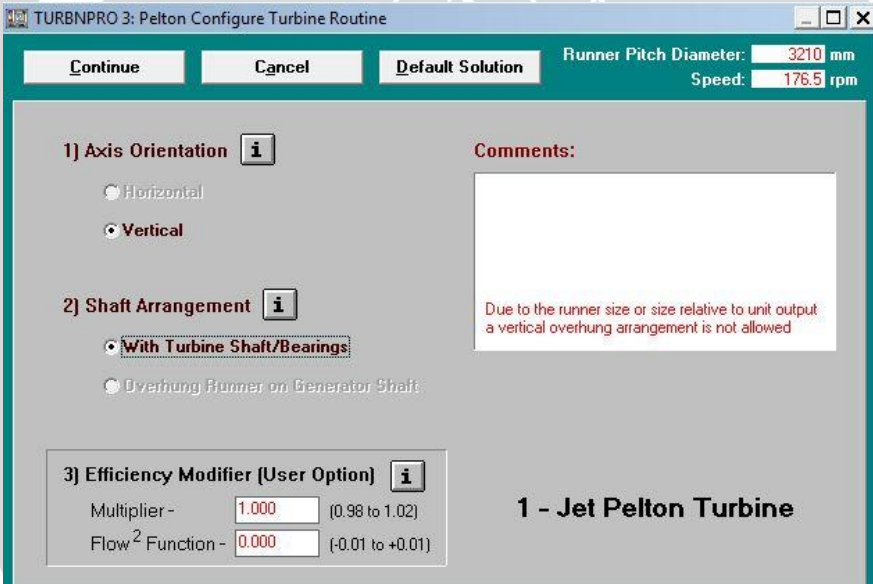


Solution	Runner Diameter	Runner Diameter	Unit Speed	Specific Speed/Jet	Number of Jets
Number	Millimeters	Inches	rpm	NS	Qty
1	3210	126.4	176.5	22.0	1
2	3412	134.3	166.7	20.8	1
3	2266	89.2	250.0	22.0	2
4	2468	97.2	230.8	20.3	2
5	2093	82.4	272.7	19.6	3
6	2295	90.4	250.0	18.0	3
7	1706	67.2	333.3	20.8	4
8	1908	75.1	300.0	18.7	4
9	1718	67.6	333.3	18.6	5
10	1920	75.6	300.0	16.7	5
11	1525	60.0	375.0	19.1	6
12	1727	68.0	333.3	16.9	6

Preliminary Output: 8773 KW

Enter Size Selection: 1 [Continue] [Cancel] [Help]

Gambar 2.44 Solusi Turbin dan Daya Guna



Continue Cancel Default Solution Runner Pitch Diameter: 3210 mm Speed: 176.5 rpm

1) Axis Orientation **i**

☐ Horizontal

☒ Vertical

2) Shaft Arrangement **i**

☒ With Turbine Shaft/Bearings

☐ Overhung Runner on Generator Shaft

3) Efficiency Modifier (User Option) **i**

Multiplier - 1.000 (0.98 to 1.02)

Flow² Function - 0.000 (-0.01 to +0.01)

Comments:

Due to the runner size or size relative to unit output a vertical overhung arrangement is not allowed

1 - Jet Pelton Turbine

Gambar 2.45 Konfigurasi Turbin

2.13.3.1. Susunan dan Pengaturan Turbin

Setelah menentukan ukuran turbin, langkah selanjutnya menentukan bentuk atau susunan turbin. Diikuti dengan menentukan pengaturan turbin, pengaturan yang dipilih *adjustable guide vane/fixed blade* atau *adjustable blade/fixed guide vane*.

2.13.3.2. Kontruksi Turbin (Pemodelan)

Setelah menentukan susunan turbin, dapat dilihat tampilan data-data solusi turbin disertai karakteristik turbin seperti Gambar 2.46 sampai 2.47.

TURBNPRO 3: Pelton Solution Summary (Page 1)

Solution File Name: No File Name

Turbine Performance Data - Typical

Close Next Page Print Report Display Input Definitions

1 - Jet Pelton Turbine

Performance at rated net head of: 200.0 meters

m ³ /s	% Eff	KW	% Rated
6.73	88.5	11679	134.6
5.00	89.2	8749	100.0
4.81	89.2	8415	96.2
3.75	88.9	6538	75.0
2.50	87.2	4276	50.0
1.25	80.1	1963	25.0

Maximum Output Performance

At maximum net head of 200.0 m At minimum net head of 148.5 m

11679 KW	7275 KW
88.5 % Eff	86.1 % Eff
6.73 m ³ /s	5.80 m ³ /s

Runner Pitch Diameter: 3210 mm

Bucket Width: 1159 mm

Speed: 176.5 rpm

Minimum Distance from Runner Centerline to Tailwater: 5.40 meters

Maximum Runaway Speed (at the Maximum Net Head above): 307 rpm

D/B Ratio (Runner Pitch Dia./ Bucket Width): 2.77

Specific Speed under Rated Net Head at:

Peak Efficiency 100% Output

Total Turbine	21.5	21.9
Per Jet	21.5	21.9

Efficiency Modifiers: Multiplier: 1.0000 Flow² Function: 0.0000

Overcapacity Best Efficiency Condition at Rated Net Head

Gambar 2.46 Data Performa Turbin

TURBNPRO 3: Pelton Solution Summary (Page 2)

Solution File Name: No File Name

Turbine Dimensional Data - Typical

Previous Page Next Page Close Display Input Definitions

Runner Pitch Diameter: 3210 mm Orientation: VERTICAL

Intake Type - 1 - Jet

Inlet Diameter:	1.17 meters
Jet to Jet Included Angle:	N/A degrees
Inlet Piping Spiral Radius:	7.38 meters
Nozzle Diameter:	1.17 meters
Jet Orifice Diameter:	374 mm
Needle Stroke:	355 mm

Housing/Discharge Geometry -

Centerline to Housing Top:	2.29 meters
Housing Diameter:	11.01 meters
Discharge Width:	8.26 meters
Tailwater Depth:	0.40 meters
Discharge Ceiling to T.W.:	1.93 meters
Centerline to Tailwater:	5.40 meters

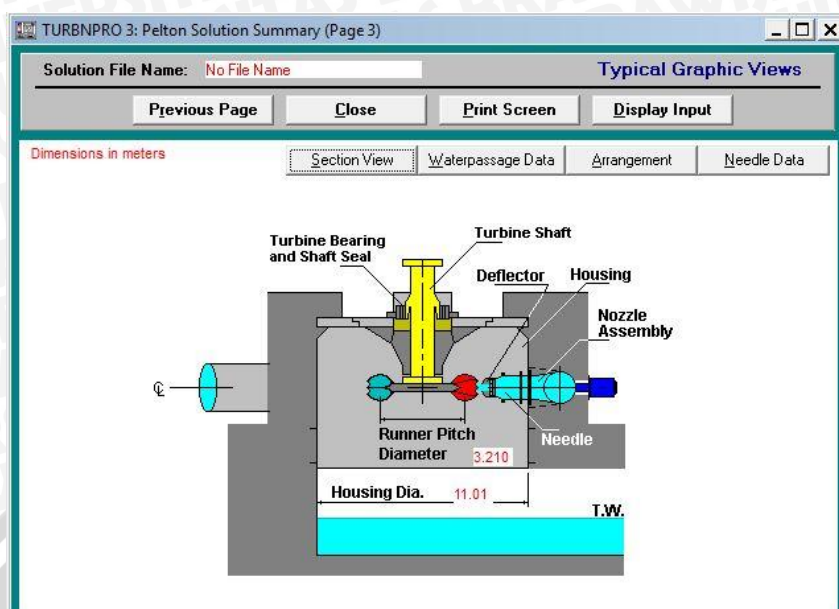
Shaft Arrangement - WITH SHAFT AND BEARINGS

Centerline to Shaft Coupling:	4.58 meters
Turbine Shaft Diameter:	832 mm

Miscellaneous -

Runner Outside Diameter:	4369 mm
Hydraulic Thrust per Jet:	42255 kg
Maximum Total Hydraulic Thrust (under the Maximum Net Head)	42255 kg
Estimated Axial Thrust:	63925 kg
Runner and Shaft Weight:	61813 kg

Gambar 2.47 Data Dimensi Turbin



Gambar 2.48 Dimensi Turbin Disertai Gambar Skema

