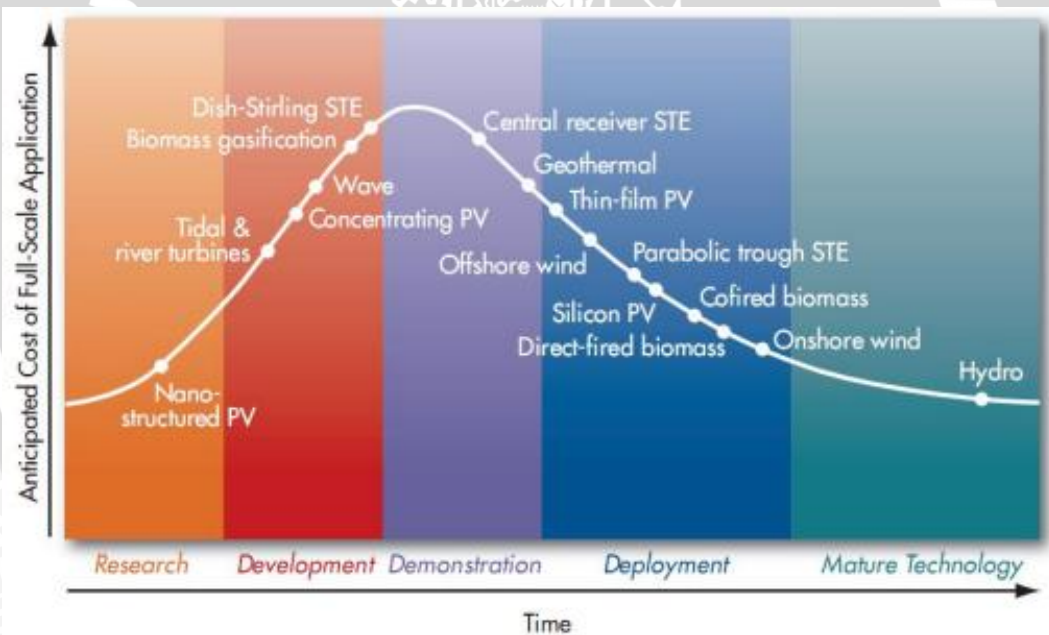


BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Umum

Air yang mengalir dengan kapasitas debit tertentu melalui sungai maupun dalam bentuk limpasan permukaan memiliki potensi untuk dikonversi menjadi sebuah sumber energi. Energi yang dihasilkan dari pemanfaatan debit air ini sangat tergantung terhadap besarnya debit dan ketinggian jatuh dari air itu sendiri dan secara praktis hal ini dikembangkan menjadi suatu rekayasa teknik yang bisa disebut sebagai pembangkit listrik tenaga air.

Pembangkit listrik tenaga air merupakan salah satu dari tipe pembangkit listrik yang ada di dunia dan merupakan salah satu tipe pembangkit yang menggunakan sumber energi yang terbarukan (*renewable energy*) dan merupakan tipe pembangkit energi yang tingkat pengembangannya lebih matang daripada tipe pembangkit energi dengan sumber energi lain di dunia.



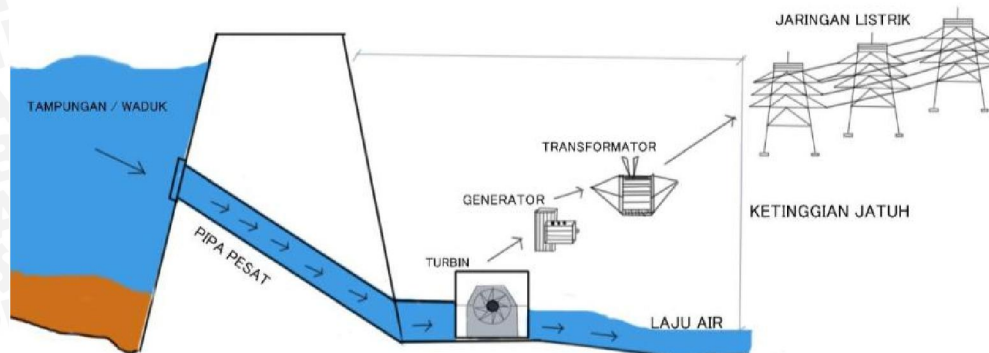
Gambar 2.1. Pengembangan pembangkit energi dengan sumber energi terbarukan

Sumber: http://en.wikipedia.org/wiki/renewable_energy

Sistem pembangkit tenaga air memiliki sistem yang sangat sederhana dimana air dengan debit tertentu disalurkan dari sumber air menuju ke turbin air dimana energi kinetik dikonversikan menjadi energi mekanik dan energi mekanik dikonversi melalui



sebuah generator menjadi sebuah energi listrik dan didistribusikan melalui grid menuju jaringan distribusi listrik.



Gambar 2.2. Skema Konversi Energi Pada Pembangkit Listrik Tenaga Air.

Sumber: hasil penelitian

PLTA memiliki tiga komponen utama yaitu air (sumber energi), turbin dan generator. Prinsip kerja PLTA yang paling utama adalah memanfaatkan semaksimal mungkin energi air yang dapat ditangkap oleh peralatan utamanya yang disebut turbin air. Besarnya daya yang dihasilkan oleh PLTA tergantung dari besarnya *head* dan debit air. Yang dimaksud dengan *head* adalah tinggi jatuh sedangkan debit air adalah debit outflow pada intake.

2.2. Klasifikasi Pembangkit Listrik Tenaga Air

Klasifikasi dari pembangkit listrik tenaga air perlu ditentukan terlebih dulu untuk mengetahui karakteristik tipe pembangkit listrik, mengklasifikasikan sistem pembangkit listrik perlu dilakukan terkait dengan sistem distribusi energi listrik, apakah listrik dapat disalurkan melalui grid terpusat ataukah grid terisolasi. Klasifikasi pembangkit listrik dapat ditentukan dari beberapa faktor (Penche,2004:3) yakni:

1. Klasifikasi berdasarkan tinggi jatuh (*head*)
 - rendah (< 50 m)
 - menengah (antara 50 m dan 250 m)
 - tinggi (> 250 m)
2. klasifikasi berdasarkan tipe eksploitasi dan tampungan air
 - dengan regulasi aliran air (tipe waduk)
 - Tanpa regulasi aliran air (tipe *run off river*)
3. Klasifikasi berdasarkan sistem pembawa air

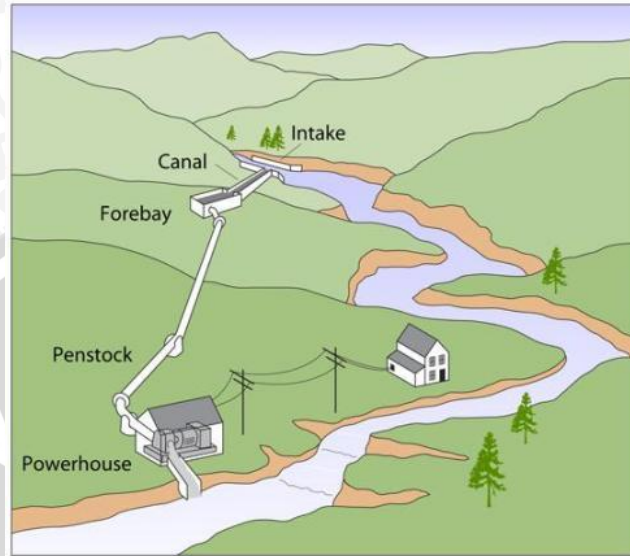
- Sistem bertekanan (pipa tekan)
 - Sirkuit campuran (pipa tekan dan saluran)
4. Klasifikasi berdasarkan penempatan rumah pembangkit
 - Rumah pembangkit pada bendungan
 - Rumah pembangkit pada skema pengalihan
 5. Klasifikasi berdasarkan metode konversi energi
 - Pemakaian turbin
 - Pemompaan dan pemakaian turbin terbalik
 6. Klasifikasi berdasarkan tipe turbin
 - Impulse
 - Reaksi
 - Reversible
 7. Klasifikasi berdasarkan kapasitas terpasang
 - Mikro (< 100 kW)
 - Mini (antara 100 kW dan 500 Kw)
 - Kecil (antara 500 kW dan 10 MW)
 8. Klasifikasi berdasarkan debit desain tiap turbin
 - Mikro ($Q < 0,4 \text{ m}^3/\text{dt}$)
 - Mini ($0,4 \text{ m}^3/\text{dt} < Q < 12,8 \text{ m}^3/\text{dt}$)
 - Kecil ($Q > 12,8 \text{ m}^3/\text{dt}$)

2.3. Pembangkit Listrik Tenaga Mikro/mini/Mini Hidro (PLTMH)

PLTMH dibangun untuk memanfaatkan sumber-sumber energi air untuk dikonversi menjadi energi listrik baik untuk mencukupi kebutuhan sendiri maupun terhubung ke jaringan distribusi PLN untuk dijual. Air yang digunakan bisa diperoleh dengan cara membendung ataupun dengan memindahkan aliran air yang telah ada untuk mendapatkan tinggi jatuh air yang cukup untuk membangkitkan daya listrik. Selama ini pemanfaatan sumber daya air yang ada sebagai PLTMH sangat kurang. Banyak potensi yang ada tidak dimanfaatkan sebaik-baiknya. Di pulau Jawa baru 50% dari potensi tenaga air yang sudah dimanfaatkan baik yang sudah dibangun, sedang di bangun ataupun sedang direncanakan (Patty,1995:22).

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

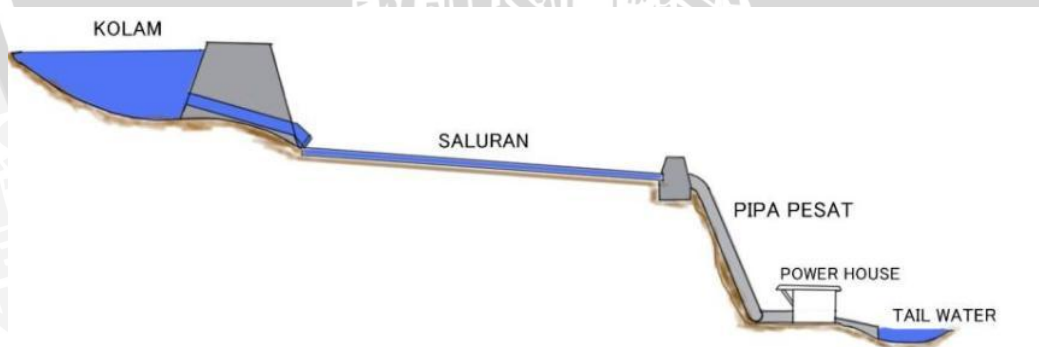
1. PLTMH *run of river* yaitu air sungai di hulu dibelokkan dengan menggunakan dam yang dibangun memotong air sungai, air sungai kemudian diarahkan ke bangunan PLTMH kemudian dikembalikan ke aliran semula di hilir.



Gambar 2.3. Sistem PLTMH Dengan Menggunakan Sistem Run Off River

Sumber: http://en.wikipedia.org/wiki/Micro_hydro

2. 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 2.4. Sistem PLTMH Dengan Menggunakan Sistem tandon atau reservoir.

Sumber: hasil penelitian

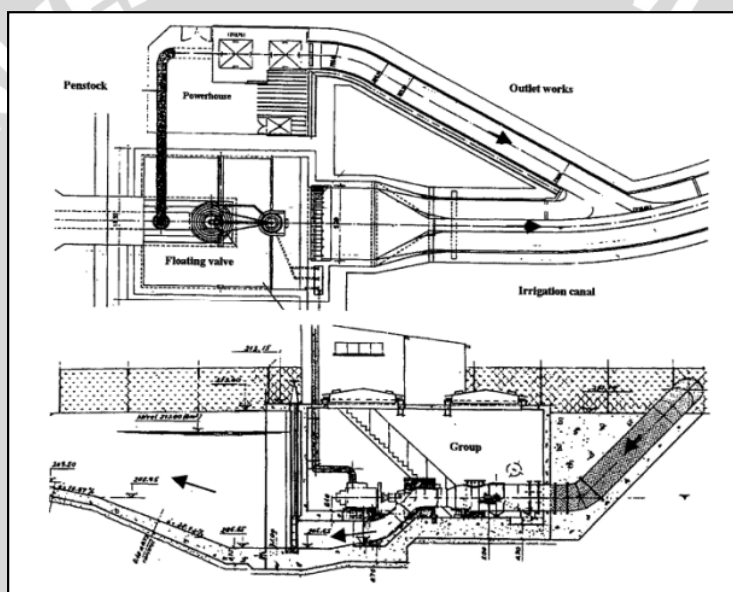
2.4. Hubungan Pemanfaatan Air dan Energi Listrik

Segala sumber air dapat dimanfaatkan menjadi sumber energi tergantung dari kapasitas dan besarnya potensi tinggi jatuh yang dapat dikembangkan menjadi

pembangkit energi guna mencapai pemanfaatan sumber daya air yang maksimal dan guna memenuhi permintaan energi yang meningkat, mengingat sumber daya air di Indonesia yang sangat berlimpah. Dalam hal ini pemanfaatan bangunan air dan sarana prasarana keairan dapat dimaksimalkan sebaik mungkin.

2.4.1. Pemanfaatan Jaringan Irigasi

Pemanfaatan jaringan irigasi sangat memungkinkan untuk dikembangkan menjadi sebuah pembangkit listrik tenaga mikro/mini/mini hidro dengan memanfaatkan saluran irigasi dengan mengambil keuntungan tinggi jatuh air di hulu bendung. Pembangkit listrik tenaga mikro/mini/mini hidro di rencanakan dengan pembelokan saluran irigasi dengan pemasangan pipa pesat di sisi saluran dan dihantarkan menuju turbin dan generator. Dalam pemanfaatan jaringan irigasi untuk pembangkit listrik harus memperhatikan faktor topografi jaringan irigasi dan faktor bentuk jaringan irigasi.



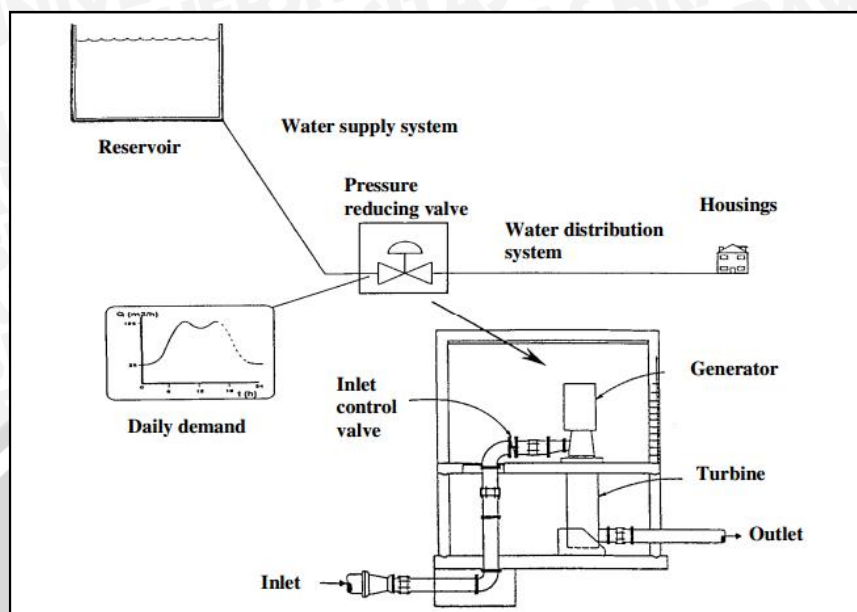
Gambar 2.5. Sistem PLTMH Dengan pemanfaatan saluran irigasi

Sumber: Ramos,2000:17

2.4.2. Pemanfaatan Sistem Distribusi Air Bersih

Pemanfaatan sistem distribusi air bersih juga masih memungkinkan untuk dibangun instalasi pembangkit listrik tenaga air dengan memanfaatkan sistem distribusi air dimana air bersih didistribusikan melalui pipa bertekanan menuju rumah rumah penduduk, dalam sistem distribusi air bersih terdapat katup untuk mengendalikan atau mengatur besarnya energi tekan yang ada dalam pipa air, hal ini dapat dimanfaatkan sebagai pembangkitan energi listrik dimana katup pengatur tekanan dapat

digantikan dengan sebuah turbin khusus untuk memanfaatkan besarnya energi tekan yang ada dalam pipa.



Gambar 2.6. contoh aplikasi turbin sebagai pengatur energi tekan pada sistem distribusi air bersih

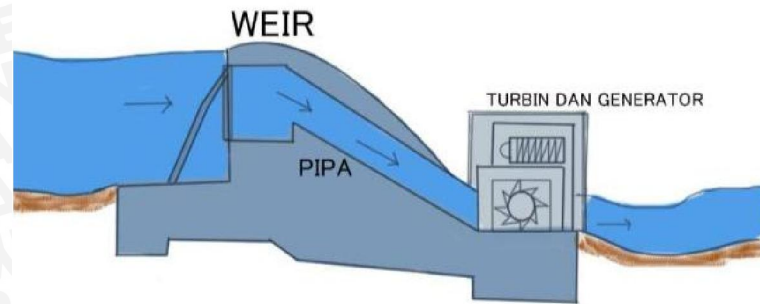
Sumber: Ramos, 2000:16

2.4.3. Pemanfaatan Bangunan Pengendali Banjir

Bangunan pengendali banjir seperti bendungan, *saboo dam*, dan *check dam* dapat dimanfaatkan untuk instalasi pembangkit listrik dengan memanfaatkan tinggi jatuh pada hulu bangunan dan bentuk struktur dari bangunan itu sendiri.

Dengan menggunakan pengalihan aliran (*diversion*) maka debit yang mengalir akan langsung dihantarkan menuju turbin yang telah direncanakan posisinya, sehingga air yang mengalir dari hulu bangunan dapat dimanfaatkan sebagai pemutar turbin, air yang dimanfaatkan untuk memutar turbin akan dikembalikan ke sungai melalui saluran tail water.

Selain itu dapat juga dilakukan pemasangan turbin pada hilir bangunan dengan menggunakan tipe turbin tenggelam maupun turbin baling baling, sehingga tidak akan menggunakan biaya yang terlalu besar.



Gambar 2.7. contoh aplikasi PLTMH dengan bangunan melintang sungai

Sumber: hasil penelitian

2.5. 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*), selain debit desain yang digunakan untuk perencanaan bangunan dan turbin dibutuhkan juga kajian analisa debit banjir pada sungai dimana debit banjir akan mempengaruhi tata letak bangunan PLTMH dikarenakan faktor keamanan bangunan seperti penempatan tubin dan saluran *tailrace*.

2.5.1. Debit Andalan

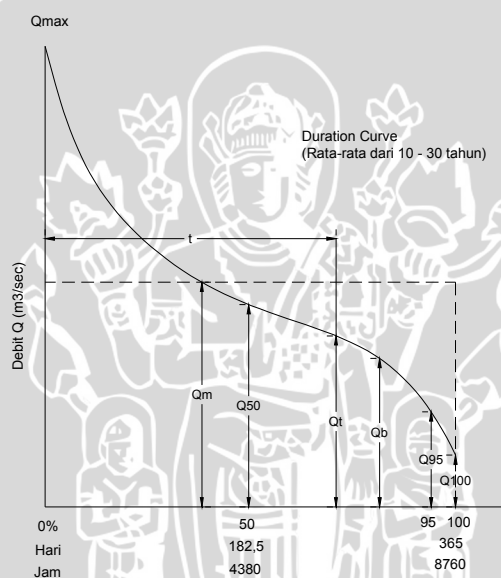
Debit andalan adalah Debit andalan didefinisikan sebagai debit yang tersedia guna keperluan tertentu misalnya untuk keperluan irigasi, PLTA, air baku dan lain-lain sepanjang tahun, dengan resiko kegagalan yang telah diperhitungkan (C.D. Soemarto, 1986: 214). Setelah itu baru ditetapkan frekuensi kejadian yang didalamnya terdapat paling sedikit satu kegagalan. Dengan data cukup panjang dapat digunakan analisis statistika untuk mengetahui gambaran umum secara kuantitatif besaran jumlah air. Beberapa debit andalan untuk berbagai tujuan, antara lain: (Soemarto, 1987:214).

- | | |
|-----------------------------------|---------|
| 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% |

Dalam penentuan debit desain untuk pembangkit listrik tenaga air biasanya menggunakan metode kurva durasi aliran (*flow duration curve*)

Kurva durasi aliran adalah suatu grafik yang memperlihatkan debit sungai dan selama beberapa waktu tertentu dalam tahun tertentu. Sehingga dari kurva tersebut dapat diketahui potensi besarnya sumber air yang dapat dipergunakan untuk tiap keperluan tak terkecuali untuk pembangkitan energi listrik.

Besarnya potensi debit yang dapat dimanfaatkan untuk pembangkit listrik bisa bervariasi tergantung dari tingkat keandalan suatu debit, besarnya keandalan dari debit rencana sangat menentukan dalam hasil pembangkitan listrik yang ingin dicapai, dari kurva durasi aliran dapat diketahui debit dengan keandalan 100%, 90%, dan seterusnya. Keandalan 100% berarti bahwa besarnya debit tersebut selalu tersedia dalam kurun waktu tertentu sesuai dengan data observasi dan pengamatan yang tersedia.



Gambar 2.8. Kurva Durasi Aliran

Sumber: Patty O F, 1995:15

Dalam perencanaan debit desain perlu diperhatikan target luaran energi yang bisa dihasilkan dari debit tersebut (Patty, 1995:14). Jika debit direncanakan dengan menggunakan keandalan 100% (debit tersedia dalam 365 hari) maka energi listrik akan selalu tersedia dengan daya tertentu namun akan ada debit yang terbuang pada aliran sungai dan hal ini jelas kurang menguntungkan. Dan jika debit didesain dengan keandalan 10% (debit tersedia dalam 36 hari) maka energi yang dihasilkan akan jauh lebih besar namun kemungkinan kejadian terjadi akan menurun dan desain bangunan akan menjadi tidak ekonomis. Maka harus dipertimbangkan bagaimana cara memilih

desain debit yang akan dipergunakan untuk pembangkitan energi listrik agar didapat hasil yang maksimal.

Debit andalan dapat dihitung peluang probabilitasnya dengan menggunakan persamaan weibull (soemarto,1987,239):

$$P = m/(n+1) \quad (2-1)$$

Dimana:

P : peluang kejadian

m : no urut kelas data

n : banyaknya kelas data

2.5.2. Debit Banjir Rancangan

Debit banjir rancangan adalah debit yang memiliki kala ulang kejadian tertentu dengan besaran debit tertentu, dalam penentuan besarnya debit banjir digunakan pendekatan metode statistik untuk mengetahui debit banjir rancangan dengan menggunakan analisa frekuensi, Sasaran utama analisis frekuensi adalah menentukan kala ulang peristiwa hidrologi yang berharga tertentu yang mencakup juga peristiwa yang diharapkan menyamai atau lebih besar dari reratanya. Analisis ini dilakukan untuk memilih salah satu dan beberapa macam sebaran yang paling sesuai dengan sifat-sifat statistik data yang bersangkutan.

Untuk menentukan (*the goodness of fit test*) distribusi frekuensi dari sampel data terhadap fungsi distribusi peluang yang diperkirakan dapat menggambarkan atau mewakili distribusi frekuensi tersebut diperlukan pengujian parameter. Pengujian parameter yang sering dipakai adalah Chi-kuadrat dan Smirnov-Kolmogorov.

Uji Chi-kuadrat

Uji Chi-kuadrat dimaksudkan untuk menentukan apakah persamaan distribusi peluang yang telah dipilih dapat mewakili dari distribusi statistik sampel data yang dianalisis. Pengambilan keputusan uji ini menggunakan parameter X^2 , yang dapat dihitung dengan rumus berikut: (Suripin, 2004: 57)

$$Xh^2 = \sum_{i=1}^G \frac{(O_i - E_i)^2}{E_i} \quad (2-2)$$

dengan:

Xh^2 = Parameter chi-kuadrat terhitung

G = Jumlah sub kelompok

O_i = Jumlah nilai pengamatan pada sub kelompok i

E_i = Jumlah nilai teoritis pada sub kelompok i

Parameter X^2 merupakan variabel acak. Peluang untuk mencapai nilai X^2 sama atau lebih besar dari nilai chi-kuadrat sebenarnya (X^2) dapat dilihat pada

Interprestasi hasil uji adalah sebagai berikut:

1. Apabila peluang lebih dari 5%, maka persamaan distribusi yang digunakan dapat diterima.
2. Apabila peluang kurang dari 1%, maka persamaan distribusi yang digunakan tidak dapat diterima.
3. Apabila peluang berada diantara 1%-5%, maka tidak mungkin mengambil keputusan, misal perlu data tambahan.

Tabel 2.1. Nilai Kritis Chi-square (X^2_{cr})

Dk	Distribusi (X^2)										
	0,99	0,95	0,90	0,8	0,7	0,5	0,3	0,2	0,05	0,01	0,0001
1	0,0002	0,0039	0,0158	0,0642	0,1480	0,4550	1,0740	1,6420	3,8410	6,6350	10,827
2	0,0200	0,1030	0,2110	0,4460	0,7130	1,3860	2,4080	3,2190	5,9910	9,2110	13,815
3	0,1150	0,3520	0,5840	1,0050	1,4240	2,3660	3,6650	4,6420	7,8150	11,343	16,268
4	0,2970	0,7110	1,0640	1,6490	2,1950	3,3570	4,7800	5,9890	9,4880	13,277	18,465
5	0,5540	1,1450	1,6110	2,3430	3,0010	4,3510	6,0640	7,2980	11,071	15,086	20,517
6	0,8720	1,6350	2,2040	3,0710	3,8280	5,3480	7,2310	8,5580	12,592	16,812	22,457
7	1,8720	2,1670	2,8330	3,8220	4,6710	6,3460	8,8380	9,8030	14,067	18,475	24,322
8	1,6460	2,7330	3,2910	4,5940	5,5270	7,3440	9,5240	11,0310	15,507	20,091	26,425
9	2,0880	3,3250	4,1680	5,3810	6,3930	8,3430	10,6560	12,2420	16,919	21,666	27,877
10	2,5580	3,9410	5,1790	6,1790	7,2670	9,3420	11,7810	13,4420	18,307	23,201	29,583

Sumber: Sri Harto (1998: 181)

Uji Smirnov-Kolmogorov

Pengujian ini dilakukan untuk mengetahui simpangan horisontal tersebar sebaran teoritis dan sebaran empiris. Simpangan horisontal ini dinyatakan dengan $\Delta_{maks} < \Delta_{cr}$ (didapat dari tabel) untuk derajat nyata tertentu, disimpulkan hipotesa distribusi dapat diterima. Uji kecocokan Smirnov-Kolmogorov sering juga disebut uji kecocokan non parametrik (*non parametric test*), karena pengujiannya tidak menggunakan fungsi distribusi tertentu. Adapun prosedurnya adalah sebagai berikut: (Suripin, 2004: 58)

1. Data curah hujan diurutkan dari kecil ke besar.
2. Menghitung persamaan empiris dengan persamaan berikut (Sri Harto, 1981:179) :

$$P = \frac{m}{n+1} \times 100\% \quad (2-3)$$

dengan:

$$P = \text{Peluang (\%)}$$

m = Nomor urut data

n = Jumlah data

3. Mencari nilai K

$$K = \frac{(\text{Log}Xi - \text{Log}X)}{s} \quad (2-4)$$

dengan:

K = Koefisien Frekuensi

S = Simpangan Baku

4. Menghitung nilai $P(x)$

$$P(x) = 100 - Pr \quad (2-5)$$

5. Menghitung Selisih $Sn(x)$ dan $P(x)$

$$Sn(x) = \text{peluang} \left[\frac{\text{Rangking}}{\sum \text{data} + 1} \right] \quad (2-6)$$

Bandingkan perbedaan terbesar dari perhitungan selisih terbesar (Δ_{maks}) dengan Δ_{cr} dari tabel Smirnov-Kolmogorf. Jika harga $\Delta_{\text{maks}} < \Delta_{\text{cr}}$, maka penyimpangan masih dalam batas ijin, yang berarti distribusi hujan pengamatan sesuai dengan model distribusi teoritis.

Tabel 2.2. Nilai Kritis Smirnov Kolmogrov

n	α			
	0,2	0,1	0,05	0,01
5	0,45	0,51	0,56	0,67
10	0,32	0,37	0,41	0,49
15	0,27	0,30	0,34	0,40
20	0,23	0,26	0,29	0,36
25	0,21	0,24	0,27	0,32
30	0,19	0,22	0,24	0,29
35	0,18	0,20	0,23	0,27
40	0,17	0,19	0,21	0,25
45	0,16	0,18	0,20	0,24
50	0,15	0,17	0,19	0,23
$n > 50$	$1,07/(n)^{0,5}$	$1,22/(n)^{0,5}$	$1,36/(n)^{0,5}$	$1,63/(n)^{0,5}$

Sumber: Shanin M (1993: 188)

Debit Rancangan

Dalam studi ini debit rancangan dipilih cara *Log Pearson Type III* dengan pertimbangan bahwa cara ini lebih fleksibel dan dapat dipakai untuk semua sebaran data. Distribusi *Log Pearson Type III* banyak digunakan dalam analisis hidrologi,

terutama dalam analisis data maksimum (banjir) dan minimum (debit minimum) dengan nilai ekstrem.

Tahapan untuk menghitung Debit rancangan maksimum dengan metode *Log Pearson Type III* adalah sebagai berikut:

1. Debit Harian maksimum diubah dalam bentuk logaritma.
2. Menghitung harga logaritma rata-rata dengan rumus:

$$\overline{\text{Log}X} = \frac{\sum \text{Log}X_i}{n} \quad (2-7)$$

3. Menghitung harga simpangan baku dengan rumus :

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\text{Log}X_i - \overline{\text{Log}X})^2}{n-1}} \quad (2-8)$$

4. Menghitung harga koefisien kepengcengan dengan rumus :

$$K = \frac{n \sum (\text{Log}x_i - \text{Log}x)^3}{(n-1)(n-2)s^3} \quad (2-9)$$

5. Menghitung logaritma debit rancangan dengan kala ulang tertentu dengan rumus :

$$\text{Log}X = \overline{\text{Log}X} + K.s \quad (2-10)$$

dengan:

$\text{Log} x$ = Logaritma debit rancangan.

$\overline{\text{Log}x}$ = Logaritma rerata debit harian.

K = Variabel standar untuk X yang besarnya tergantung koefisien kepengcengan G

s = Simpangan baku

6. Mencari antilog dari $\text{log} X$ untuk mendapatkan debit rancangan dengan waktu balik yang dikehendaki T_r

Tabel 2.3. Nilai K untuk distribusi Log Pearson Type III

Koef. G	Interval kejadian (<i>Recurrence interval</i>), tahun (periode ulang)							
	1, 0101	1,2500	2	5	10	25	50	100
	Persentase peluang terlampaui (<i>Percent chance of being exceeded</i>)							
	99	80	50	20	10	4	2	1
3,0	-0,667	-0,636	-0,396	0,420	1,180	2,278	3,152	4,051
2,8	-0,714	-0,666	-0,384	0,460	1,210	2,275	3,114	3,973
2,6	-0,769	-0,696	-0,368	0,499	1,238	2,267	3,071	2,889
2,4	-0,832	-0,725	-0,351	0,537	1,262	2,256	3,023	3,800
2,2	-0,905	-0,752	-0,330	0,574	1,284	2,240	2,970	3,705
2,0	-0,990	-0,777	-0,307	0,609	1,302	2,219	2,192	3,605
1,8	-1,087	-0,799	-0,282	0,643	1,318	2,193	2,848	3,499
1,6	-1,197	-0,817	-0,254	0,675	1,329	2,163	2,780	3,388
1,4	-1,318	-0,832	-0,225	0,705	1,337	2,128	2,706	3,271
1,2	-1,449	-0,844	-0,195	0,732	1,340	2,087	2,626	3,149
1,0	-1,588	-0,852	-0,164	0,758	1,340	2,043	2,542	3,022
0,8	-1,733	-0,856	-0,132	0,780	1,336	1,993	2,453	2,891
0,6	-1,880	-0,857	-0,099	0,800	1,328	1,939	2,359	2,755
0,4	-2,029	-0,855	-0,066	0,816	1,317	1,880	2,261	2,615
0,2	-2,178	-0,850	-0,033	0,830	1,301	1,818	2,159	2,472
0,0	-2,326	-0,842	0,000	0,842	1,282	1,751	2,051	2,326
-0,2	-2,472	-0,830	0,033	0,850	1,258	1,680	1,945	2,178
-0,4	-2,615	-0,816	0,066	0,855	1,231	1,606	1,834	2,029
-0,6	-2,755	-0,800	0,099	0,857	1,200	1,528	1,720	1,880
-0,8	-2,891	-0,780	0,132	0,856	1,166	1,448	1,606	1,733
-1,0	-3,022	-0,758	0,164	0,852	1,128	1,366	1,492	1,588
-1,2	-2,149	-0,732	0,195	0,844	1,086	1,282	1,379	1,449
-1,4	-2,271	-0,705	0,225	0,832	1,041	1,198	1,270	1,318
-1,6	-2,388	-0,675	0,254	0,817	0,994	1,116	1,166	1,197
-1,8	-3,499	-0,643	0,282	0,799	0,945	1,035	1,069	1,087
-2,0	-3,605	-0,609	0,307	0,777	0,895	0,959	0,980	0,990
-2,2	-3,705	-0,574	0,330	0,752	0,844	0,888	0,900	0,905
-2,4	-3,800	-0,537	0,351	0,725	0,795	0,823	0,830	0,832
-2,6	-3,889	-0,490	0,368	0,696	0,747	0,764	0,768	0,769
-2,8	-3,973	-0,469	0,384	0,666	0,702	0,712	0,714	0,714
-3,0	-7,051	-0,420	0,396	0,636	0,660	0,666	0,666	0,667

Sumber: Suripin, 2004: 43

Tail Water Level

Tail water level adalah elevasi muka air pada hilir bangunan, tail water level digunakan untuk perencanaan tinggi saluran *tailrace* agar aman dari bahaya banjir dan gerusan. Menurut USBR dalam *engineering monograph no.25* Dalam perhitungan tail water level digunakan pendekatan hidraulika dan untuk bangunan melintang sungai maupun pintu air digunakan pendekatan loncatan hidrolis (*hydraulic jump*), persamaan yang digunakan untuk menentukan tinggi tail water level adalah sebagai berikut (USBR,1985:6) :

kecepatan datang:

$$V = \sqrt{2g\left(\frac{1}{2}H + \Delta z\right)} \quad (2-11)$$

Debit persatuan lebar:

$$q = \frac{Q}{b} \quad (2-12)$$

Kedalaman air di awal loncatan air:

$$D1 = \frac{q}{v} \quad (2-13)$$

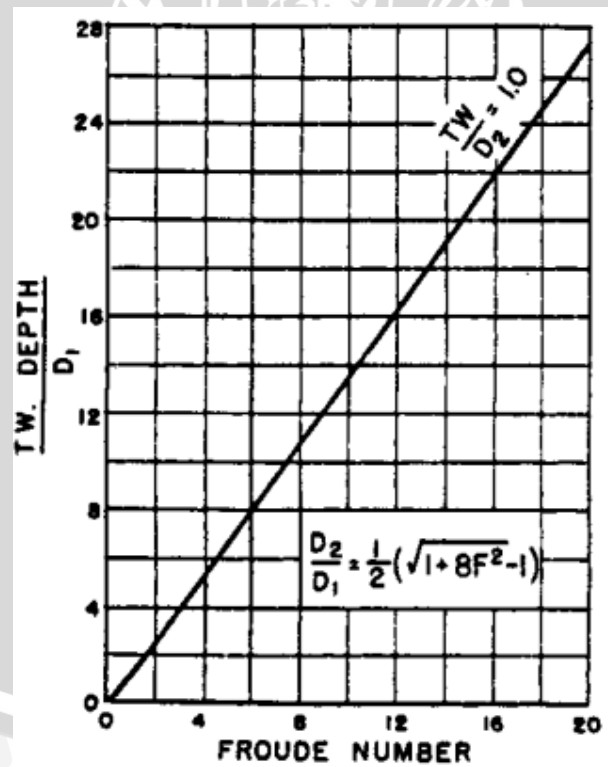
Menghitung bilangan Froude:

$$F = \frac{v}{\sqrt{gD_1}} \tag{2-14}$$

Dimana:

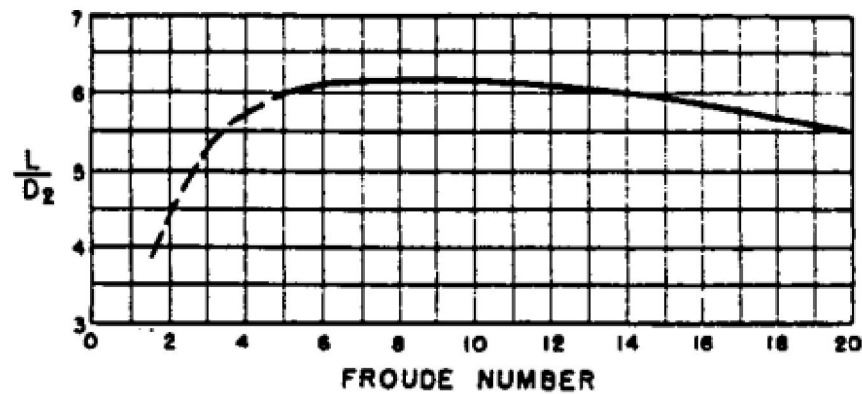
- F : bilangan Froude
- V : kecepatan datang (m/dt)
- D1 : tinggi muka air sebelum loncatan (m)
- g : percepatan gravitasi (m/dt²)
- Q : debit desain (m³/dt)
- q : debit persatuan lebar (m³/dt/m)
- b : lebar penampang (m)
- Δz : tinggi tekan (m)
- H : tinggi muka air di hulu (m)

Kemudian setelah diketahui bilangan froude maka dimasukkan ke grafik hubungan bilangan Froude dengan *tail water level* pada gambar 2.9 sehingga dapat diketahui tinggi dari tail water level, dan dapat diketahui panjang loncatan yang terjadi dengan memasukkan bilangan Froude pada gambar 2.10.



Gambar 2.9. Grafil Hubungan Bilangan Froude Dengan TWL

Sumber: USBR engineering monograph no.25,1984:12



Gambar 2.10. Grafik Hubungan Bilangan Froude Dengan TWL

Sumber: USBR engineering monograph no.25,1984:13

Sedangkan untuk tail water level di sungai biasa tanpa pengaruh adanya bangunan air maka tinggi muka air dihitung dengan menggunakan persamaan manning (Patty, 1995:46):

$$Q = v \times A \tag{2 - 15}$$

$$v = \frac{1}{n} R^{\frac{2}{3}} S^{\frac{1}{2}} \tag{2 - 16}$$

dimana:

Q : debit air yang kelur dari turbin (m³/dt)

v : kecepatan air (m/dt)

R : jari-jari hidrolis (m)

P : keliling basah saluran (m)

A : luas penampang saluran (m²)

S : kemiringan saluran atau slope

n : koefisien manning

setelah itu maka dapat dibuat kurva hubungan antara tinggi muka air dengan debit yang melalui sungai (*rating curve*) sebagai acuan ketinggian *tail water level*.

2.6. Desain Hidraulik Pembangkit Listrik Tenaga Mikro/Mini Hidro

Dalam perencanaan pembangkit listrik tenaga mikro/mini/mini hidro maka harus direncanakan komponen penyusun dari pembangkit listrik, sistem pembawa air, dan pelengkap. Seperti yang telah diketahui bahwa energi listrik yang dihasilkan berasal dari energi kinetik yang berasal dari air dikonversikan menjadi energi mekanik oleh turbin dan energi mekanik dikonversi menjadi energi listrik oleh generator. Dimana desain

sistem pembawa air dirancang berdasarkan prinsip hidraulika sehingga didapatkan perencanaan bangunan yang ekonomis dan aman, sedangkan untuk turbin dan generator direncanakan dalam satu unit rumah pembangkit (*power house*).

2.6.1. Komponen Bangunan PLTMH

Komponen dari pembangkit listrik tenaga air dapat dikelompokkan menjadi beberapa kategori sesuai dengan fungsi dan perletakan bangunan. Berdasarkan fungsinya komponen bangunan PLTMH dikelompokkan menjadi:

- **Bangunan Pengambilan**

Bangunan pengambilan merupakan bangunan yang berfungsi dalam pengambilan atau pengalihan air dari sumber air yang bisa berasal dari sungai maupun reservoir. Terdapat beberapa komponen dalam kategori bangunan pengambilan seperti: bendung, pintu intake, dan penyaring (*trashrack*).

- **Bangunan Pembawa**

bangunan pembawa merupakan bangunan yang berfungsi untuk mengantarkan air atau membawa air mulai dari bangunan pengambilan menuju ke rumah pembangkit. Terdapat bermacam bentuk dari bangunan pembawa tergantung dari sistem pembawaan air menuju rumah pembangkit, bangunan pembawa antara lain: pipa pesat (*penstock*), saluran tenaga (*energy canal*).

- **Rumah Pembangkit (*power house*)**

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.

- **Bangunan Pelengkap**

Bangunan pelengkap merupakan bangunan yang berfungsi untuk melengkapi kekurangan dari bangunan pembangkit listrik tenaga mikro/mini hidro, seperti pengendalian debit, pengendalian sedimen, dan pengaturan limpasan buangan dari rumah pembangkit. Bangunan pelengkap meliputi: bak penampung (*forebay*), bak pengendalian sedimen (*destiling basin*) dan bangunan penguras.

2.6.2. Perencanaan Komponen Bangunan Hidraulik PLTMH

2.6.2.1. Kelompok Bangunan Pengambilan

1. Bendung (*Weir*)

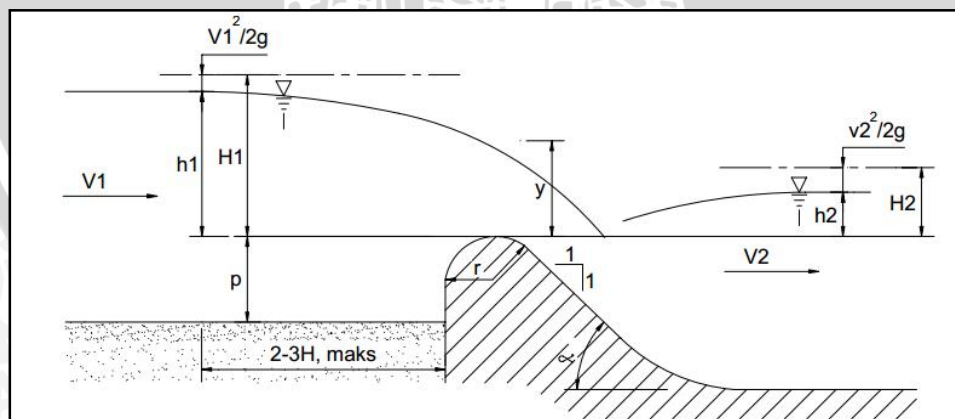
Bendung (*weir*) merupakan bangunan yang dipergunakan untuk meninggikan muka air pada sungai hal ini bertujuan agar air pada sungai dapat menjangkau wilayah yang harus mendapat suplai air dari sungai untuk keperluan tertentu. Selain yang telah disebutkan diatas bendung juga dapat dipergunakan untuk keperluan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

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.

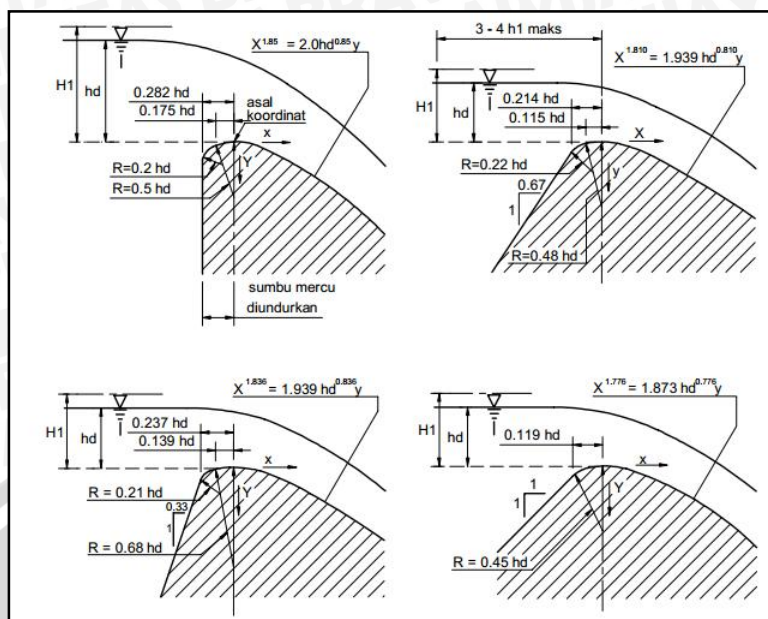
Mercu Bendung

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 2.11. Bendung dengan mercu bulat

Sumber: KP 02 Irigasi, 1986: 52



Gambar 2.12. 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):

$$Q = C_d \frac{2}{3} \sqrt{2/3gb} H_1^{1.5} \quad (2-17)$$

dimana:

Q = debit, m³/dt

C_d = koefisien debit ($C_d = C_0 \cdot C_1 \cdot C_2$)

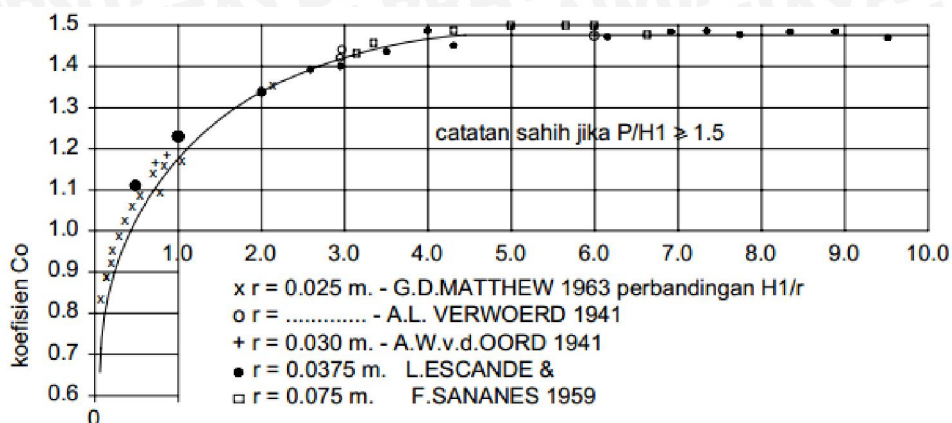
g = percepatan gravitasi (m/dt²)

b = panjang mercu (m)

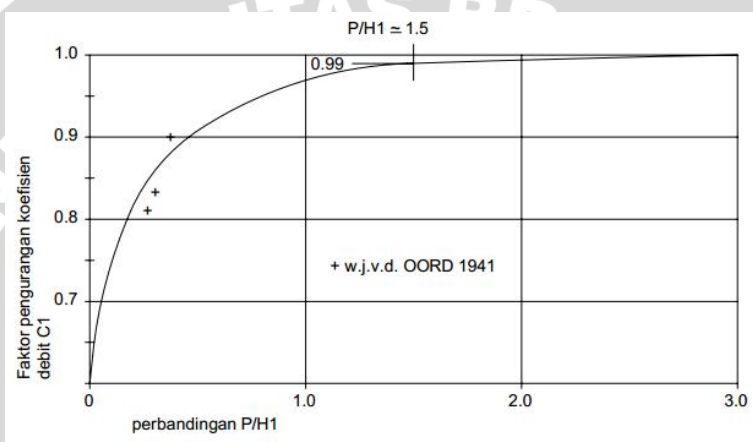
H_1 = tinggi energi di atas mercu (m)

Koefisien debit C_d adalah hasil dari:

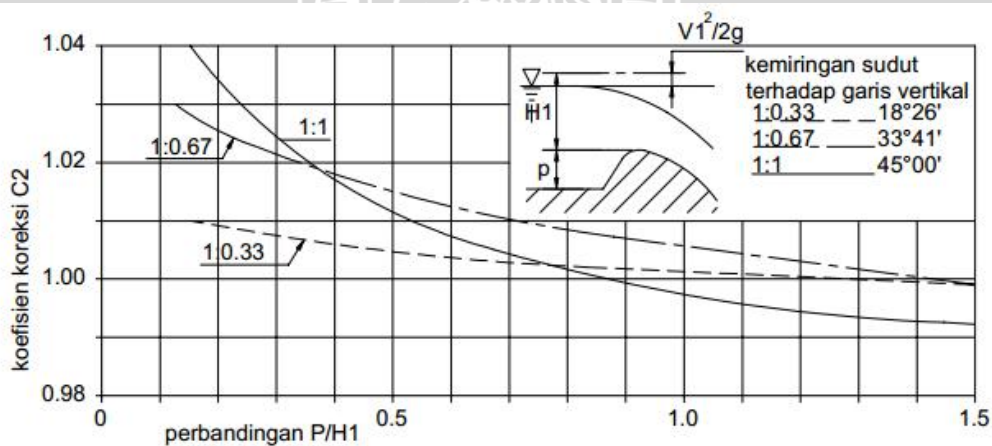
- C_0 yang merupakan fungsi H_1/r (lihat Gambar 2.13)
- C_1 yang merupakan fungsi p/H_1 (lihat Gambar 2.14)
- C_2 yang merupakan fungsi p/H_1 dan kemiringan muka hulu bendung (lihat Gambar 2.15).



Gambar 2.13. Grafik hubungan nilai C_0 dengan nilai $P/H1$
 Sumber: KP 02 Irigasi, 1986: 53



Gambar 2.14. Grafik hubungan nilai C_1 dengan nilai $P/H1$
 Sumber: KP 02 Irigasi, 1986: 54



Gambar 2.15. Grafik hubungan nilai C_2 dengan nilai $P/H1$
 Sumber: KP 02 Irigasi, 1986: 54

2. Pintu Pengambilan

Pintu pengambilan adalah pintu untuk mengatur jumlah air yang masuk ke saluran sesuai kebutuhan. Desain pintu pengambilan ini direncanakan berdasar atas kebutuhan air sesuai dengan desain perencanaan.

Pengambilan sebaiknya dibuat sedekat mungkin dengan pembilas dan as bendung. Lebih disukai jika pengambilan ditempatkan di ujung tikungan luar sungai atau pada ruas luar, guna memperkecil masuknya sedimen. Desain pintu pengambilan dihitung dengan persamaan (KP-04,1986: 55):

untuk aliran bebas (free flow)

$$Q = \mu \cdot b \cdot a \sqrt{2 \cdot g \cdot H_1} \quad (2 - 18)$$

untuk aliran tenggelam (submerged flow)

$$Q = \mu \cdot b \cdot a \sqrt{2 \cdot g \cdot (H_1 - H_2)} \quad (2 - 19)$$

$$V = \mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H} \quad (2 - 20)$$

Dengan :

Q = debit (m^3/dt)

μ = koefisien debit, untuk bukaan di bawah permukaan air dengan kehilangan tinggi energi kecil, $\mu = 0,5 - 0,7$

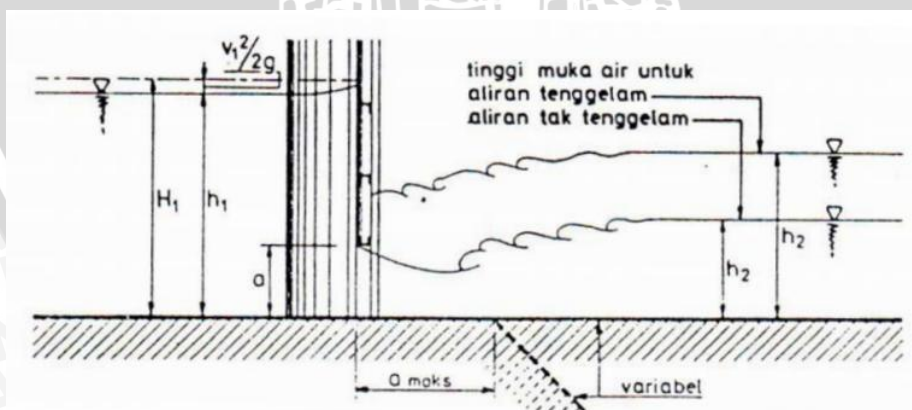
V = kecepatan air di intake (m/dt)

b = lebar bukaan (m)

a = tinggi bukaan (m)

H_1 = tinggi muka air di hulu pintu (m)

H_2 : tinggi muka air di hilir pintu (m)



Gambar 2.16. Pintu Pengambilan

Sumber: KP 04 Irigasi, 1986: 56

Pengaliran tenggelam pada saat kondisi $H1/H2 > 0,67$ (HEC-RAS *reference manual*, 2010: 8-10) maka perlu menggunakan persamaan untuk kondisi aliran tenggelam, namun pendekatan hidrolis terkadang tidak bisa menggambarkan kondisi nyata dari aliran pada pintu, sehingga perlu dilakukan penyelidikan hidrolis melalui percobaan atau *model test*.

3. 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, 1963:537):

$$V = 1,5 - 2 V_0 \frac{t+b}{b} \quad (2 - 21)$$

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

$$h_t = Kt \left(\frac{t}{b}\right)^{4/3} \left(\frac{V_0}{2g}\right) \sin\theta \quad (2 - 22)$$

Dimana:

V : kecepatan melalui penyaring (m/dt)

ht : kehilangan tinggi pada penyaring (m)

V_0 : kecepatan datang (m/dt)

t : tebal jeruji (mm)

b : jarak antar jeruji (mm)

θ : sudut dasar jeruji (derajat)

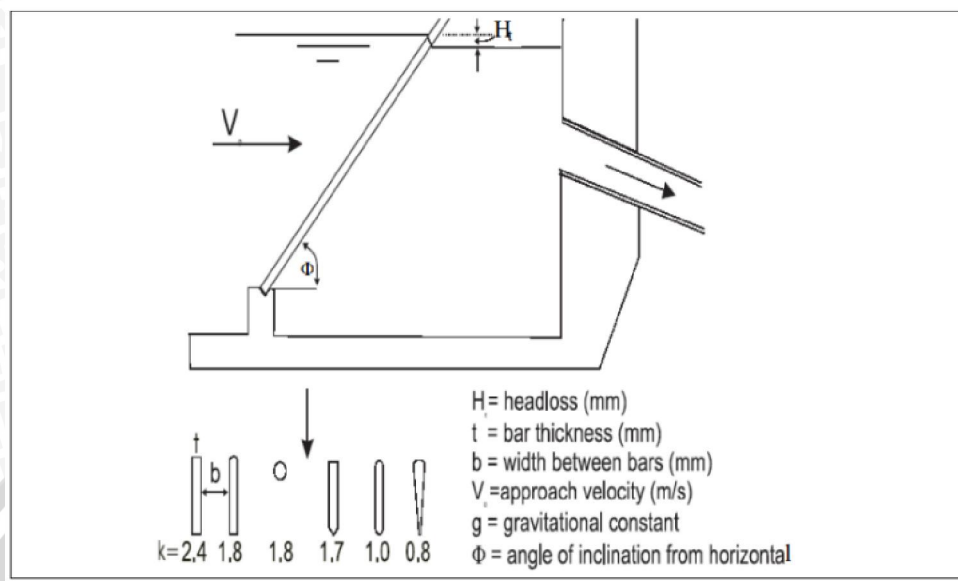
Varshney, 1977:285 menyarankan penyaring yang lebih rapat (*screen*) untuk inlet pipa pesat atau inlet turbin dengan jarak antara 15 mm – 100 mm dan penyaring yang lebih lebar (*rack*) untuk intake pengambilan dengan jarak antara 100 mm – 500 mm, selain itu kecepatan yang diijinkan untuk melewati penyaring berkisar antara (Varshney, 1977,284):

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 2.17. Parameter fisik penyaring (trashrack)

Sumber: Penche, 2004:24

2.6.2.2. Kelompok Bangunan Pembawa

2.6.2.2.1. Pipa Pesat (*Penstock*)

Pipa pesat adalah saluran yang menyalurkan dan mengarahkan air dari waduk ke turbin. Diameter pipa pesat dipilih dengan pertimbangan keamanan, kemudahan proses pembuatan, ketersediaan material dan tingkat rugi (*friction losses*) seminimal mungkin. Pipa pesat biasanya dilengkapi dengan tangki peredam (*surge tank*) yang berfungsi untuk menyerap pukulan air serta menyimpan air cadangan untuk mengatasi peningkatan beban yang tiba-tiba.

Berdasarkan lokasinya pipa pesat dibagi dua, yaitu:

1. Pipa pesat tertanam (*Burried penstock*)

Untuk penanaman batang pipa dalam tanah, maka topografi tanah dan sisa kelebihan dari pipa harus dipikirkan dengan baik. (Dandekar dan Sharma, 1991:273). Kelebihan dan kekurangan dari tipe ini adalah (Varshney, 1977:402):

Kelebihan :

- a. Terlindung dari pengaruh suhu karena tertutup tanah
- b. Terlindung dari pembekuan

- c. Tidak membutuhkan sambungan (*Expansion joints*)
- d. Landscape tetap tidak bias diubah
- e. Terlindung dari gempa, longsor tanah, dan badai
- f. Dapat mengurangi ketebalan pipa

Kekurangan :

- a. Akses yang sulit untuk inspeksi
 - b. Biaya mahal jika diameter besar dan kondisi tanah berbatu
 - c. Cenderung terjadi pergeseran pipa pada lembah yang curam
 - d. Membutuhkan lapisan tertentu terhadap korosi dan salinitas tanah
 - e. Sulit dalam pemeliharaan dan perbaikan
2. Pipa pesat tidak tertanam (*Exposed penstock*)

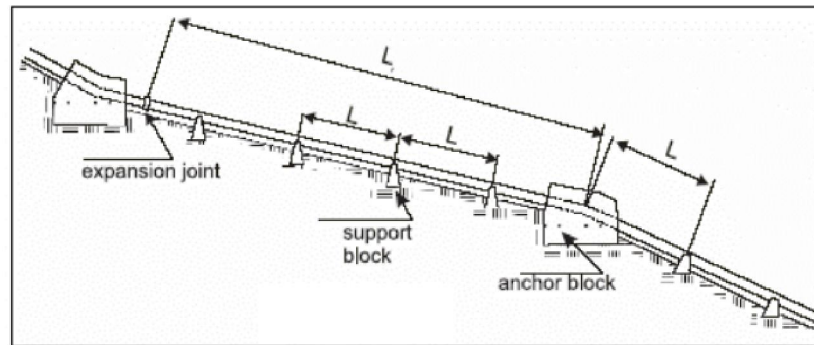
Pipa diatas tanah didukung oleh fondasi atau tanggul penunjang. Menurut USBR, batang pipa yang tidak terlindung termasuk batang pipa yang didukung diatas tanah dan batang pipa yang dilindungi oleh lapisan beton tidak diijinkan untuk menahan tegangan struktur. (Dandenkar dan Sharma, 1991:275) Kelebihan dan kekurangan dari tipe ini adalah (Varshney, 1977:403):

Kelebihan :

- a. Mudah dalam inspeksi
- b. Biaya instalasi lebih murah
- c. Terlindung terhadap longsor jika dilengkapi dengan blok anker
- d. Mudah dalam pemeliharaan dan perbaikan

Kekurangan :

- a. Sangat terpengaruh oleh suhu eksternal
- b. Kemungkinan terjadi pembekuan saat musim dingin
- c. Tekanan longitudinal mungkin timbul karena blok anker
- d. Diperlukan sambungan (*Expansion joints*)



Gambar 2.18. Pipa Pesat tak tertanam

Sumber: Penche, 2004: 134

Diameter Pipa Pesat

Hal yang perlu diperhatikan dalam perencanaan pipa pesat untuk PLTMH adalah diameter pipa. Dalam perencanaan diameter perlu diperhatikan beberapa faktor antara lain: harga pipa pesat, kecepatan aliran dalam pipa pesat dan kehilangan tinggi tekan pada pipa pesat. Diameter pipa yang besar akan membuat kecepatan aliran menurun sehingga kehilangan tinggi tekan akan menurun sehingga energi meningkat namun akan dibutuhkan biaya yang mahal begitu pula sebaliknya diameter yang kecil akan membuat biaya lebih murah namun akan menurunkan besarnya hasil pembangkitan energi dikarenakan peningkatan kehilangan tinggi tekan pada pipa pesat akibat kecepatan yang tinggi.

kecepatan ijin pada pipa pesat sangat bergantung pada jenis material bahan pipa pesat, kecepatan ijin pipa pesat adalah sebagai berikut (Mosonyi 2A, 1963: 91):

Pipa dari beton 2 m/dt – 4 m/dt

Pipa dari baja 2,5 m/dt – 7 m/dt

Sedangkan kecepatan potensial yang dapat dicapai oleh suatu pipa dikarenakan tinggi jatuh zat cair dihitung dengan persamaan:

$$V = \sqrt{2gh} \quad (2-23)$$

dimana:

V : kecepatan jatuh potensial (m/dt)

g : percepatan gravitasi (m/dt²)

h : tinggi jatuh zat cair (m)

Untuk menentukan diameter pipa pesat yang ekonomis dapat ditentukan dengan beberapa persamaan empiris yakni dengan sarkaria formula (Dandenkar dan

Sharma, 1991:280) atau formula diameter ekonomis yang dikembangkan oleh ESHA (Penche,2004):

Sarkaria's formula:

$$1. D = 0,62 \cdot \frac{P^{0,43}}{H^{0,65}} \quad (2-24)$$

$$2. D = 3,55 \cdot \left(\frac{Q^2}{2 \cdot g \cdot H} \right)^{0,25} \quad (2-25)$$

Dimana:

D : diameter penstock (m)

Q : debit pada penstock (cumec)

P : tenaga (HP)

H : tinggi jatuh (m)

Formula diameter ekonomis yang dikembangkan ESHA:

$$D = \left(\frac{10,3n^2Q^2}{hf} \right)^{0,1875}$$

Dimana:

D : diameter pipa (m)

n : koef kekasaran pipa

Q : debit pada pipa (m³/dt)

Hf : kehilangan tinggi tekan total pada pipa (m)

Tebal pipa pesat

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

1. ASME (Mosonyi,1963:270):

$$t = 2,5 D + 1,2 \quad (2-26)$$

2. USBR (Varshney,1971:412):

$$t = \frac{d+500}{400} \quad (2-27)$$

3. ESHA (Penche,20004) :

$$e = \frac{PD}{2\sigma kf} + es \quad (2-28)$$

4. Barlow's Formulae (Varshney,1971:412):

$$H = \frac{0,002 + \sigma \times t}{D + 0,002 t} \quad (2-29)$$

Dimana:

H : Tinggi tekan maksimum (m)

: tekanan statis + tinggi tekan akibat pukulan air

- σ : tegangan baja yang digunakan (ton/m²)
 D : diameter pipa pesat (m)
 t : tebal pipa pesat (m)
 P : tekan hidrostatis dalam pipa (kN/mm²)
 kf : efisiensi ketahanan (k = 1 untuk pipa utuh)
 es : tebal jagaan untuk sifat korosif (mm)

sifat material bahan untuk pipa pesat ditampilkan pada tabel berikut:

Tabel 2.4. Karakteristik Bahan Material Pipa Pesat

Material	Young's modulus of elasticity E(N/m ²)E9	Coefficient of linear expansion a (m/m °c)E6	Ultimate tensile strength (N/m ²)E6	n
Welded Steel	206	12	400	0.012
Polyethylene	0.55	140	5	0.009
Polyvinyl Chloride (PVC)	2.75	54	13	0.009
Asbestos Cement	n/a	8.1	n/a	0.011
Cast iron	78.5	10	140	0.014
Ductile iron	16.7	11	340	0.013

Sumber: Penche,2004:137

Pengaruh Pukulan Air Terhadap Pipa Pesat

perhitungan tekanan hidrostatis untuk pipa perlu memperhatikan pengaruh pukulan air terhadap pipa, dimana kenaikan air akibat pukulan air dihitung dengan persamaan allevi yang biasanya dipergunakan untuk pipa berukuran pendek (Penche,2004:143):

$$\Delta P = P_o \left(\frac{N}{2} \pm \sqrt{\frac{N^2}{4} + N} \right) \quad (2-30)$$

$$N = \left(\frac{LV}{gP_o T} \right)^2 \quad (2-31)$$

$$T = 2 L / C \quad (2-32)$$

$$C = \sqrt{\frac{10^{-3}k}{\left(1 + \frac{kD}{Et}\right)}} \quad (2-33)$$

dimana:

Po : tekanan hidrostatis akibat tinggi jatuh (*head*)

V : kecepatan (m/dt)

- L : panjang pipa pesat
 T : waktu penutupan katup atau *wicket gate* (detik)
 k : modulus air ($2,1 \times 10^9 \text{ N/m}^2$)
 E : modulus elastis bahan pipa
 C : cepat rambat gelombang dalam pipa

Kebutuhan Terhadap Tangki Gelombang (*Surge Tank*)

Tangki gelombang dibutuhkan untuk melindungi pipa pesat dari bahaya tekanan yang terlalu besar pada pipa pesat, menurut AHEC,2009:50 Pipa pesat membutuhkan tangki gelombang bila:

$$L > 4H$$

Dimana:

L : panjang total pipa pesat (m)

H : tinggi jatuh (m)

Kedalaman Minimum Aliran Tenggelam Pada Inlet Pipa Pesat

Menurut Penche 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 Penche,2004 kedalaman tenggelam harus lebih besar dari nilai "s" dimana nilai s dihitung dengan persamaan (Penche,2004:120) :

$$H_t > s$$

$$s = c V \sqrt{D}$$

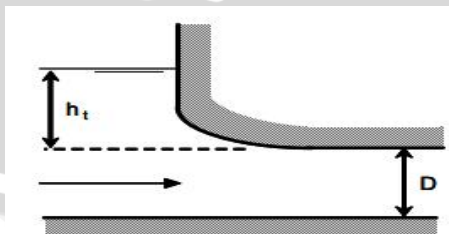
Dimana:

c : 0,7245 untuk inlet asimetris

0,5434 untuk inlet simetris

V : kecepatan masuk aliran (m/dt)

D : diameter inlet pipa pesat (m)



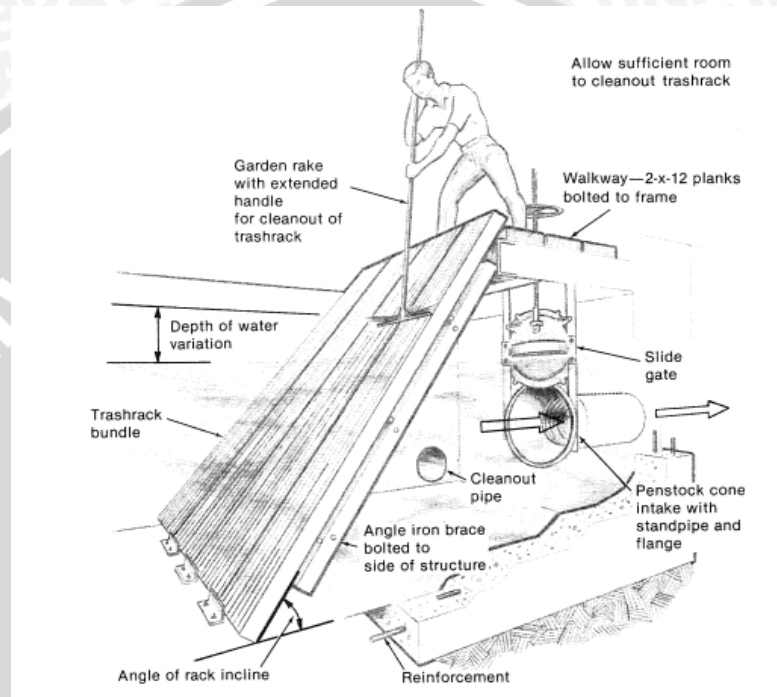
Gambar 2.19. Skema Inlet Pipa Pesat

Sumber: Penche,2004:119

Sistem Pengambilan Melalui Pipa Pesat (Intake)

Sistem pengambilan pada mulut pipa pesat perlu diperhitungkan dengan tujuan untuk mengatur sistem regulasi debit air yang masuk ke dalam turbin baik saat kondisi operasional maupun kondisi perawatan, intake pipa pesat biasanya didesain dengan menggunakan sistem katup (*valve*), Tipe katup yang sering diaplikasikan adalah :

- a. Gate valve
- b. Butterfly valve
- c. Needle valve



Gambar 2.20. Inlet Pipa Pesat Dan Kelengkapannya

2.6.2.2.2. Saluran Tenaga (*energy canal*)

Desain dari saluran tenaga tergantung pada karakteristik - karakteristik hidrauliknya, dalam perencanaan saluran tenaga dibutuhkan kondisi aliran yang cukup tenang atau subkritis, hal ini bisa dilakukan dengan mengatur kemiringan saluran ataupun geometri saluran selain itu perlu diperhatikan kapasitas yang dapat dialirkan melalui saluran tenaga karena selain digunakan untuk pembangkitan energi saluran energi juga digunakan untuk mengalirkan debit besar saat waktu pengurasan dalam bak penenang.

Dalam perencanaan saluran tenaga debit yang digunakan adalah debit desain yang dipergunakan untuk keperluan tertentu, besarnya debit dihitung dengan menggunakan rumus Manning-Strickler.

Dalam perencanaan saluran energi maka harus memperhitungkan kecepatan maksimum dan kecepatan minimum yang diizinkan, kecepatan maksimum yang diperbolehkan diperhitungkan agar tidak terjadi erosi pada dasar saluran dan kecepatan minimum diperhitungkan agar endapan lumpur tidak tertahan pada dasar saluran. Penche,2004:126 menyarankan agar kecepatan aliran pada saluran energi berada diantara 0,6 – 1,5 m/dt, untuk itu dilakukan modifikasi persamaan manning untuk menentukan kemiringan saluran:

$$s = \left(\frac{nQ}{AR^{2/3}} \right)^2 \quad (2 - 34)$$

Dimana:

- s : kemiringan saluran
- n : koefisien kekasaran manning
- Q : debit pada saluran energi (m³/dt)
- A : luas penampang basah (m²)
- R : jari jari hidrolis

Koefisien kekasaran manning sangat tergantung dari jenis pelapis (lining) atau bahan material pembentuk saluran, nilai koefisien manning dapat dilihat pada tabel berikut(Penche,2004:127):

Tabel 2.5. Karakteristik Bahan Material Pipa Pesat

Type of Channel	Manning's n
Excavated earth channels	
Clean	0.022
Gravelly	0.025
Weedy	0.030
Stony, cobbles (or natural streams)	0.035
Artificially lined channels	
Brass	0.011
Steel, smooth	0.012
Steel, painted	0.014
Steel, riveted	0.015
Cast iron	0.013
Concrete, well-finished	0.012
Concrete, unfinished	0.014
Planed wood	0.012
Clay tile	0.014
Brickwork	0.015
Asphalt	0.016
Corrugated metal	0.022
Rubble masonry	0.025

Sumber: Penche,2004:127

2.6.2.3. Kelompok Bangunan Pelengkap

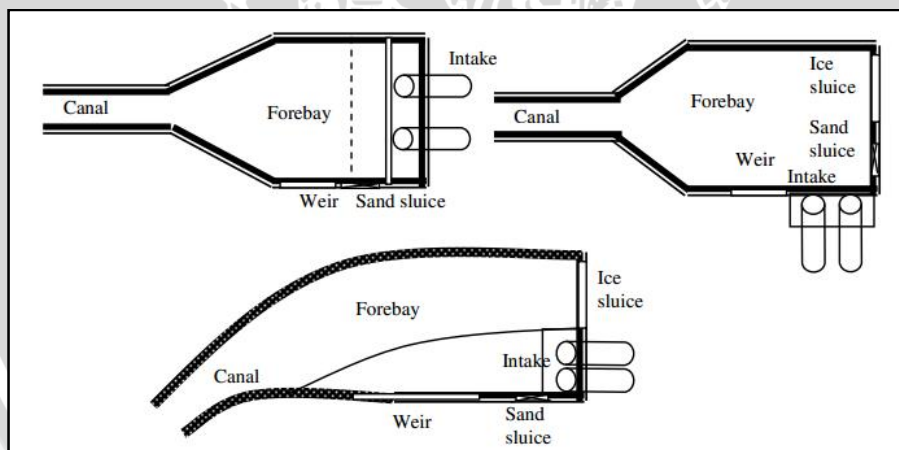
2.6.2.3.1. Bak Penampung (*Forebay*)

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, 2000:69):

- 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.

Menurut AHEC, 2011 bak penampung diusahakan untuk memiliki tampungan sebesar debit operasi dikalikan dengan waktu 2 menit atau $120Q_p$ untuk menjaga kestabilan turbin akibat *governor*, untuk *governor* model terbaru volume tampungan dapat diturunkan lagi namun keterbatasan informasi tentang parameter kontrol tampungan maka $120Q_p$ sudah mewakili.



Gambar 2.21. Tipe tipe bentuk dari bak penampung (*forebay*)

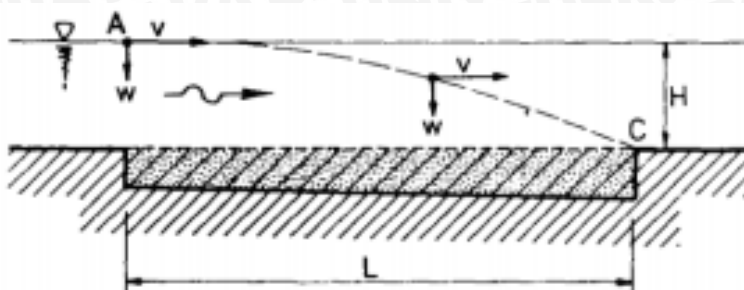
Sumber: Ramos, 2000:70

2.6.2.3.2. 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):



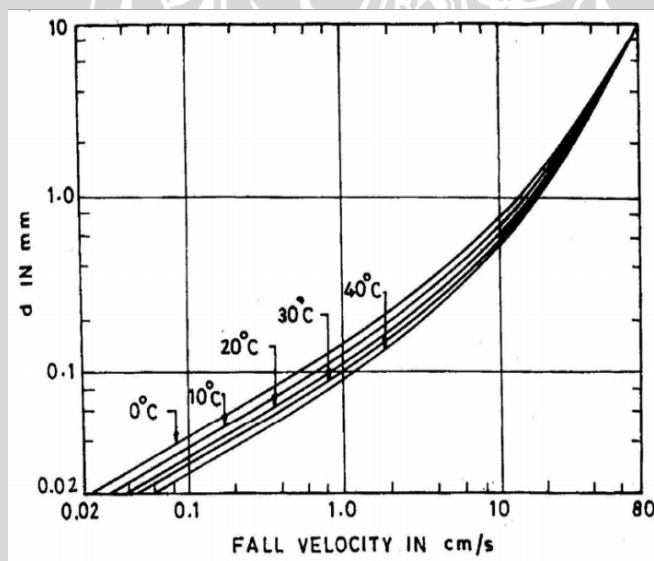
Gambar 2.22. Konsep Pengendapan Sedimen

Sumber: KP 02 Irigasi,1986

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

Kecepatan Jatuh Butiran Sedimen (w)

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



Gambar 2.23. Grafik Hubungan Diameter Butiran Dengan Kecepatan Jatuh

Sumber: AHEC,2011:41

Kecepatan Kritis Pada Bak Penangkap Sedimen (Vc)

Menurut Champ dalam Patty,1995:44 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:

$$V_c = a\sqrt{d} \quad (2-35)$$

Dimana:

V_c : kecepatan kritis aliran (cm/dt)

d : diameter partikel sedimen (mm)

a : koefisien

$a = 36$ bila $d > 1$ mm

$a = 44$ bila $1 > d > 0,1$ mm

$a = 51$ bila $< 0,1$ mm

Pengaruh Turbulensi Aliran (α)

jika terjadi turbulensi pada bak penangkap sedimen maka hal tersebut akan mempengaruhi kecepatan aliran, pengaruh turbulensi dihitung dengan persamaan (patty,1995:45):

$$\alpha = \frac{0,132}{\sqrt{h}} \quad (2-36)$$

$$w^2 = w \cdot v \quad (2-37)$$

Dimana:

α : koefisien pengaruh akibat turbulensi aliran

h : ketinggian air pada bak (m)

w : kecepatan jatuh butiran (cm/dt)

v : kecepatan kritis (cm/dt)

Waktu Pengendapan (t)

Waktu pengendapan adalah waktu yang dibutuhkan butiran sedimen pada panjang lintasan tertentu, waktu pengendapan dihitung dengan persamaan (patty,1995:44):

$$t = \frac{h}{w-w'} \quad (2-38)$$

Dimana:

t : waktu pengendapan (detik)

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 (patty, 1995:45):

$$B = \frac{Q}{h.v} \quad (2-39)$$

$$L = t \times w' \text{ atau } L = \frac{vh}{w'} \quad (2-40)$$

Dimana:

B : lebar bak penangkap sedimen (m)

Q : debit (m³/dt)

h : ketinggian air pada bak (m)

L : panjang bak penangkap sedimen (m)

2.6.2.3.3. Bangunan Penguras

Bangunan penguras dipergunakan sebagai kelengkapan sistem PLTMH yang menggunakan sistem *run off river* dan sistem tandon kecil, bangunan penguras dipergunakan saat melakukan perawatan pada PLTMH seperti penggelontoran sedimen dan memiliki fungsi lain pelimpahan debit yang berlebihan pada bak penenang (*forebay*) melalui pelimpah samping yang berfungsi sebagai pengatur tinggi muka air pada bak penenang.

Variasi bangunan penguras yang dipergunakan pada sistem PLTMH bisa bermacam macam tergantung pada kondisi PLTMH yang direncanakan, tipe bangunan penguras yang biasa dipergunakan dalam sistem PLTMH meliputi: saluran penguras, pintu penguras, pelimpah samping, gorong – gorong dan terjunan (drop structure). Perencanaan teknis dari bangunan penguras adalah sebagai berikut:

Saluran Penguras

Saluran penguras direncanakan dengan kemiringan (Slope) yang lebih curam daripada saluran energi, hal ini dikarenakan kecepatan aliran pada saluran penguras harus lebih tinggi sehingga dapat mempercepat penggelontoran dan tidak terjadi pengendapan pada saluran (meandering).

Persamaan yang dipergunakan untuk merencanakan saluran penguras sama dengan merencanakan saluran energi, persamaan yang digunakan adalah persamaan manning strickler pada persamaan (2 – 15) dan (2 – 16).

Pintu Penguras

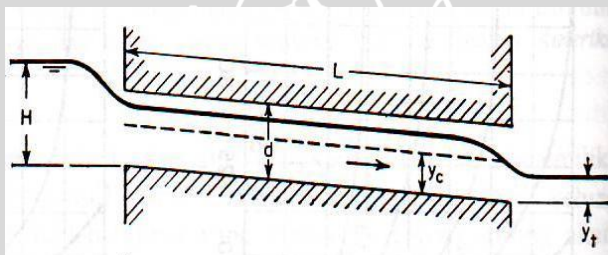
Pintu penguras direncanakan untuk mengalirkan debit penggelontoran dari bak penenang atau bak pengendap menuju saluran penguras, umumnya pintu penguras didesain lebih kecil dari pintu pengambilan dikarenakan pitnu penguras tidak terlalu sering dipergunakan, pintu didesain sama dengan cara perencanaan pintu pengambilan yaitu dengan menggunakan persamaan (2 – 18) sampai (2 – 20).

Pelimpah Samping

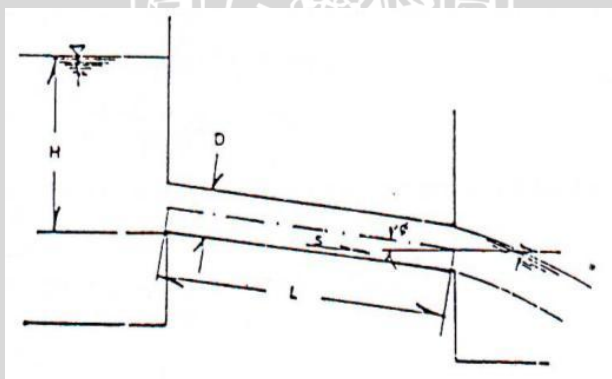
Pelimpah samping dipergunakan untuk menjaga elevasi muka air pada bak penenang (*forebay*) pada elevasi muka air yang direncanakan, sehingga jika terjadi peninggian muka air pada bak penenang maka secara otomatis debit air yang berlebihan akan dilimpahkan menuju saluran pembuang. Persamaan yang digunakan untuk merencanakan pelimpah samping sama dengan merencanakan bendung (*weir*) yaitu dengan menggunakan persamaan (2 – 17).

Gorong – Gorong (*culvert*)

Gorong – gorong dipergunakan untuk penggelontoran sedimen pada bak pendamp sedimen jika tidak memungkinkan untuk menggunakan pintu penguras,. 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 manning strickler.



Gambar 2.24. Sketsa Kondisi Hidrolika Aliran Bebas Pada Saluran Tertutup
Sumber : Chow,1997:446



Gambar 2.25. Sketsa Kondisi Hidrolika Aliran Pada Gorong Gorong
Sumber: chow,1997:446

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

$$V = \sqrt{\frac{2g(H + L \sin \theta - \frac{D}{2})}{(1 + \Sigma C)}} \quad (2-41)$$

Dimana:

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

H : tinggi tekan (m)

L : panjang gorong – gorong (m)

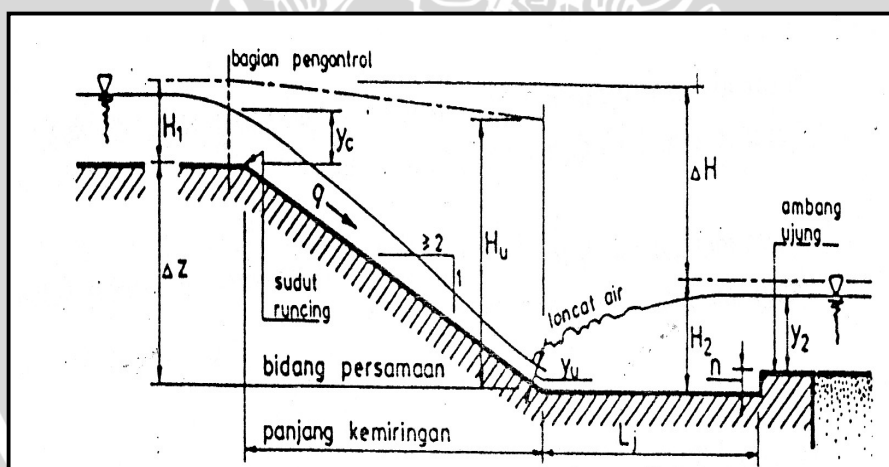
D : diameter atau tinggi gorong – gorong (m)

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

ΣC : Nilai kehilangan total = kehilangan akibat inlet + kehilangan akibat belokan + kehilangan akibat gesekan + kehilangan akibat outlet

Terjunan

Terjunan dipergunakan apabila terdapat perbedaan elevasi yang cukup besar pada tubuh saluran penguras, terjunan didesain dengan pendekatan loncatan hidrolika pada hilir terjunan, persamaan empiris yang dipergunakan untuk merencanakan terjunan sama dengan menggunakan persamaan pada analisa *tail water level* pada sub bab sebelumnya yakni dengan persamaan (2 – 14) sampai (2 – 17) dan dengan menggunakan monograph pada gambar 2.9 dan gambar 2.10.



Gambar 2.26. Sketsa Kondisi Hidrolika Pada Terjunan

Sumber: KP 02 Irigasi, 1986:58

2.6.2.3.4. Saluran pembuang (*Tailrace canal*)

Saluran pembuang difungsikan untuk membuang aliran debit dari *draft tube* menuju area pembuangan (sungai). Bentuk desain dari saluran pembuang bisa bermacam macam tergantung dari kondisi topografi dan dengan memperhatikan

aspek penempatan titik pusat turbin, apakah turbin ditempatkan lebih tinggi dari *tail water level* atau lebih rendah dari *tail water level*.

Saluran pembuang dapat direncanakan dengan menggunakan tipe saluran terbuka atau dengan menggunakan tipe saluran tertutup, untuk saluran terbuka perencanaan saluran pembuang menggunakan persamaan manning strickler (2 – 15) dan (2 – 16), sementara untuk saluran tertutup direncanakan dengan menggunakan persamaan (2 – 40) untuk aliran bertekanan (*pressured flow*).

2.7. Tinggi Jatuh Efektif (Net Head)

Tinggi jatuh efektif adalah selisih antara elevasi muka air pada bangunan pengambilan atau waduk (EMAW) dengan *tail water level* (TWL) dikurangi dengan total kehilangan tinggi tekan (Ramos, 2000:57). Persamaan tinggi jatuh efektif adalah:

$$H_{\text{eff}} = \text{EMAW} - \text{TWL} - h_l \quad (2-42)$$

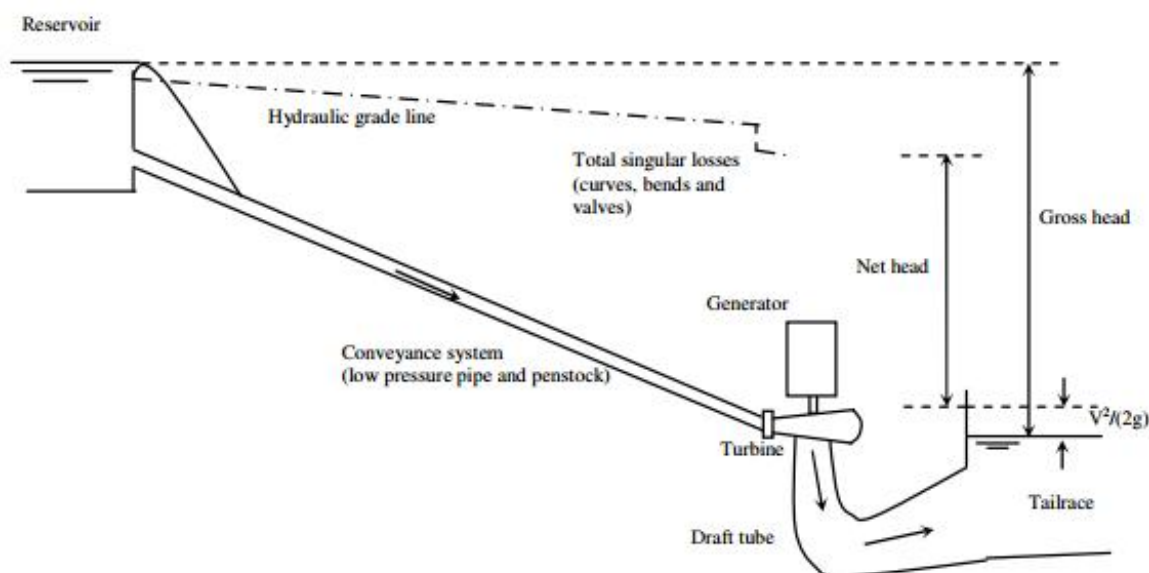
dimana:

H_{eff} : tinggi jatuh efektif (m)

EMAW: elevasi muka air waduk atau hulu bangunan pengambilan (m)

TWL : *tail water level* (m)

h_l : total kehilangan tinggi tekan (m)



Gambar 2.27. Sketsa Tinggi Jatuh Efektif

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/mini 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 (patty,1995):

$$hf = f \frac{V^2}{2g} \quad (2-43)$$

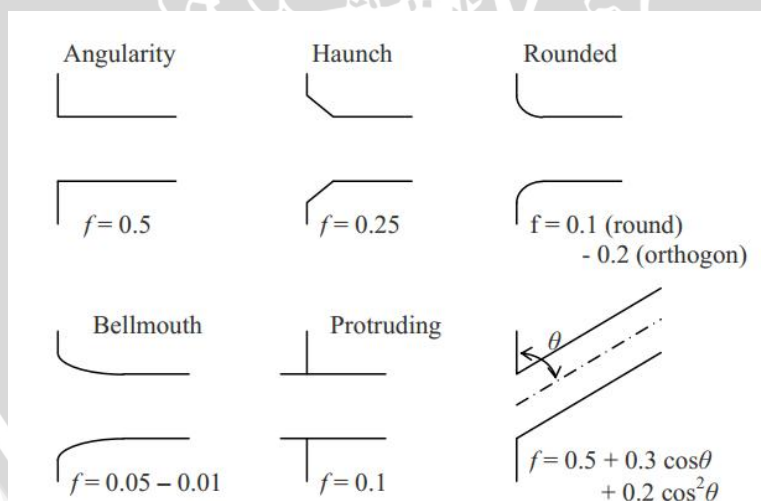
dimana:

hf : 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 2.28. Nilai f berdasarkan bentuk inlet

Sumber : MHP-1,2009:5-13

- Kehilangan tinggi pada penyaring dihitung dengan persamaan (2 – 32)

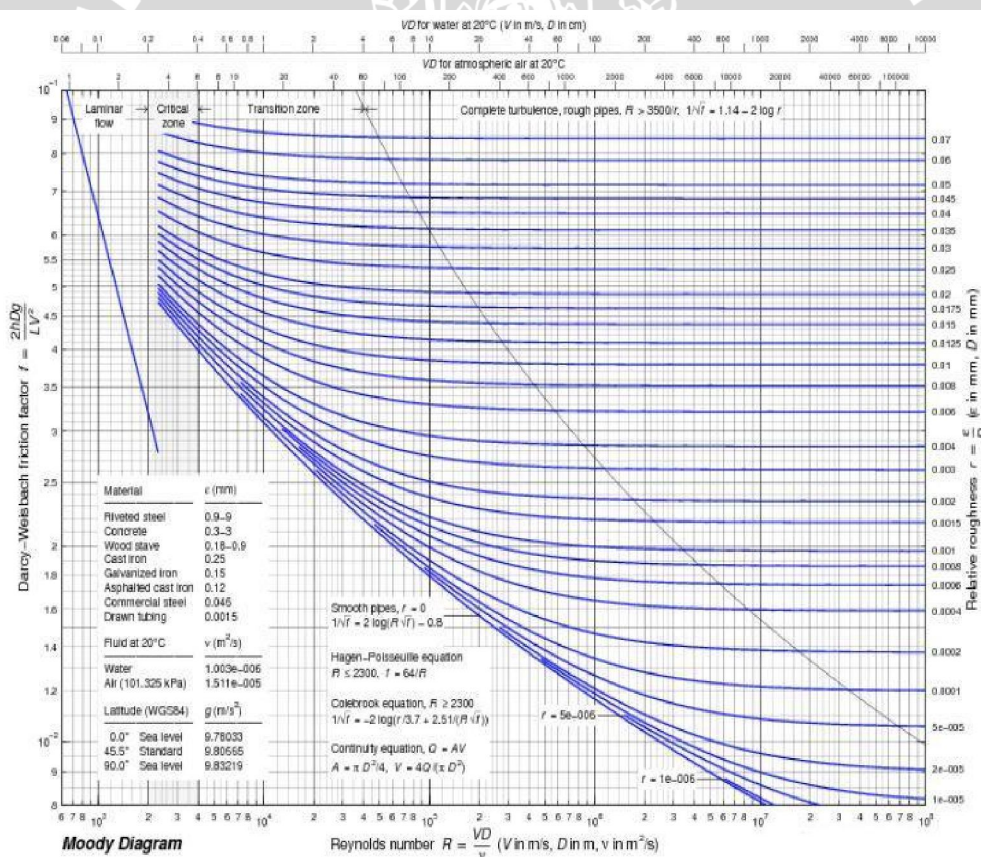
b. Kehilangan tinggi pada saluran tertutup.

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 (Penche,2004:38):

$$hf = f \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g} \tag{2-44}$$

dimana:

- hf = kehilangan tinggi tekan (m)
- V = kecepatan masuk (m/d)
- g = percepatan gravitasi (m/dt²)
- L = panjang saluran tertutup / pipa (m)
- D = diameter pipa (m)
- f = koefisien kekasaran, didapat dari diagram moody



Gambar 2.29. Diagram Moody

Sumber : Penche,2004:38

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

$$hf = \xi \frac{v^2}{2g} \quad (2-45)$$

dimana :

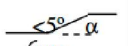
ξ = koefisien berdasarkan jenis kontraksi

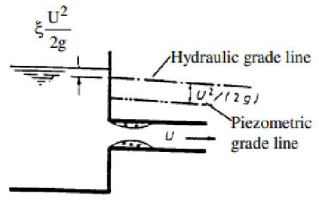
V = kecepatan masuk (m/dt)

g = percepatan gravitasi (m/dt²)

nilai ξ dapat ditentukan berdasarkan jenis kontraksi atau hambatan yang terjadi pada pengaliran, berikut jenis kontraksi dan hambatan yang diperhitungkan (Ramos,2000:64):

a. Kontraksi

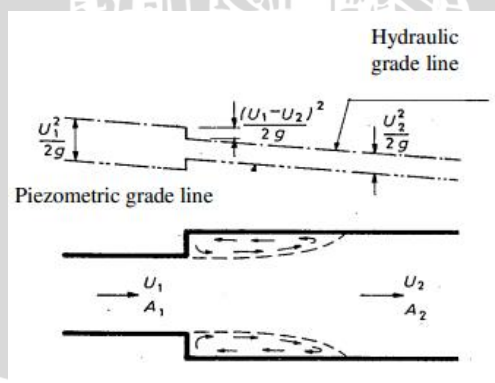
Type of contraction	ξ
sharp edge	0.50
rounded edge	0.25
conical horn	0.10
gradual	
	0.06
α $\left\{ \begin{array}{l} 20^\circ \\ 45^\circ \\ 60^\circ \\ 75^\circ \end{array} \right.$	 0.20 0.30 0.32 0.34



Gambar 2.30. Kisaran nilai ξ berdasarkan tipe kontraksi

Sumber : Ramos,2000:64

b. Penyempitan / pelebaran



Gambar 2.31. Sketsa situasi kehilangan tinggi akibat penyempitan dan pelebaran

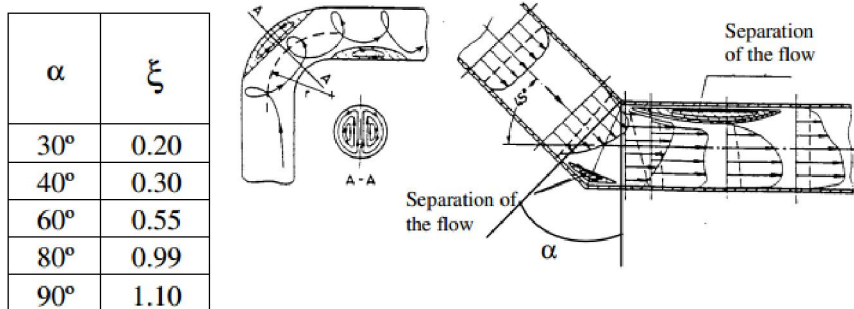
Sumber : Ramos,2000:64

$$\xi = \left(1 - \frac{A_1}{A_2}\right)^2 \quad (2-46)$$

dimana:

ξ = koefisien
 A = luas penampang (m^2)

c. Tikungan / belokan

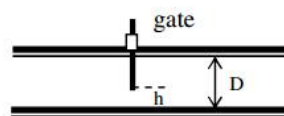


Gambar 2.32. Kisaran nilai ξ akibat belokan

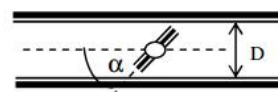
Sumber : Ramos,2000:65

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 2.33. Kisaran nilai ξ akibat pintu dan katup

Sumber : Ramos,2000:65

e. penyaring

besarnya kehilangan tinggi akibat penyaring (*trashrack*) dihitung dengan persamaan (2 – 22).

2.8. Turbin Hidraulik

Menurut M.M. Dandekar (1991:391) turbin-turbin hidraulik, 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.

2.8.1. 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 :

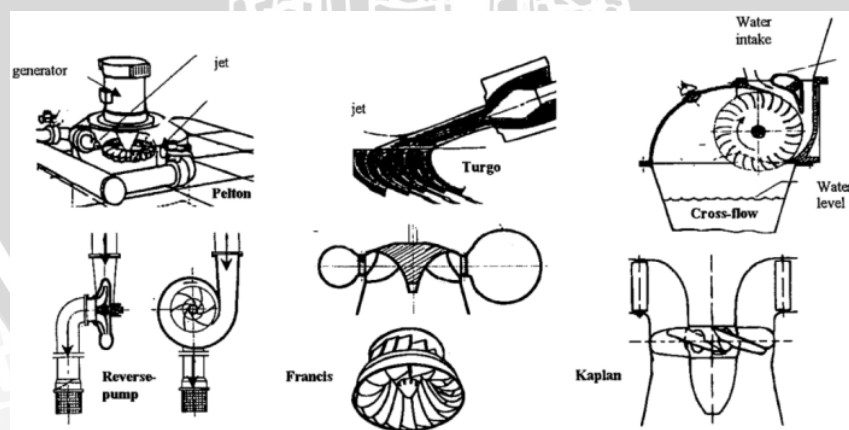
1. Runner turbin impuls berputar di udara karena mendapat pancaran air. Dengan demikian maka seluruhnya (atau hampir seluruhnya) diubah menjadi energi kinetik untuk memutar *runner*.
2. Runner turbin reaksi berputar didalam air oleh energi dalam bentuk tekanan dan kinetik.

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

Tabel 2.6. Klasifikasi dan kapasitas turbin

turbin hidraulik		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
	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	

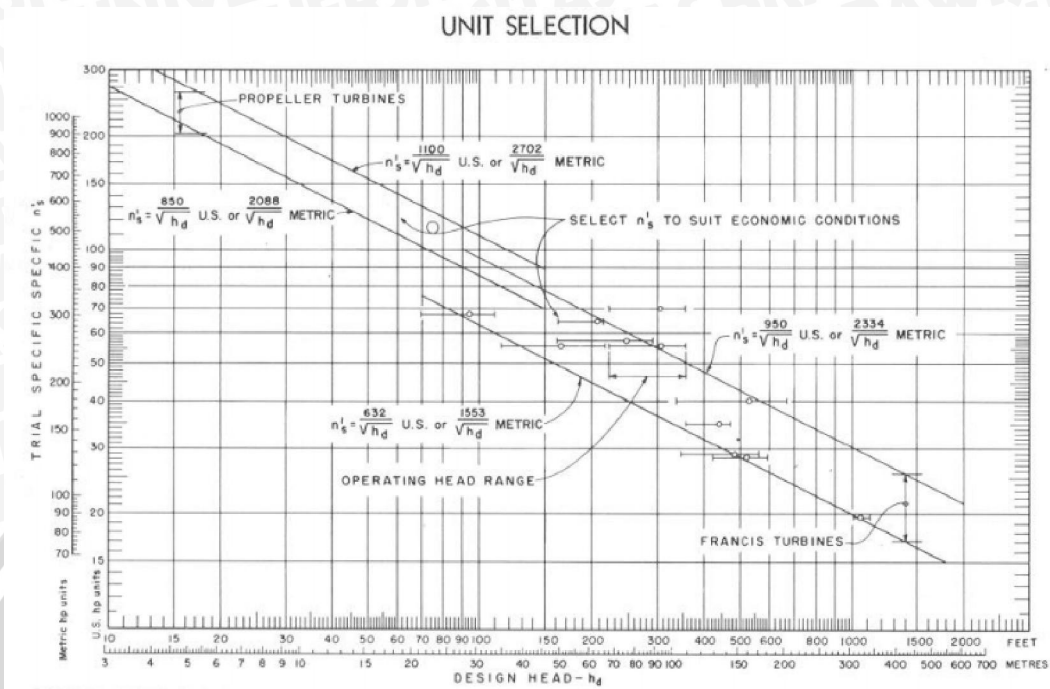
Sumber: Ramos,2000:82



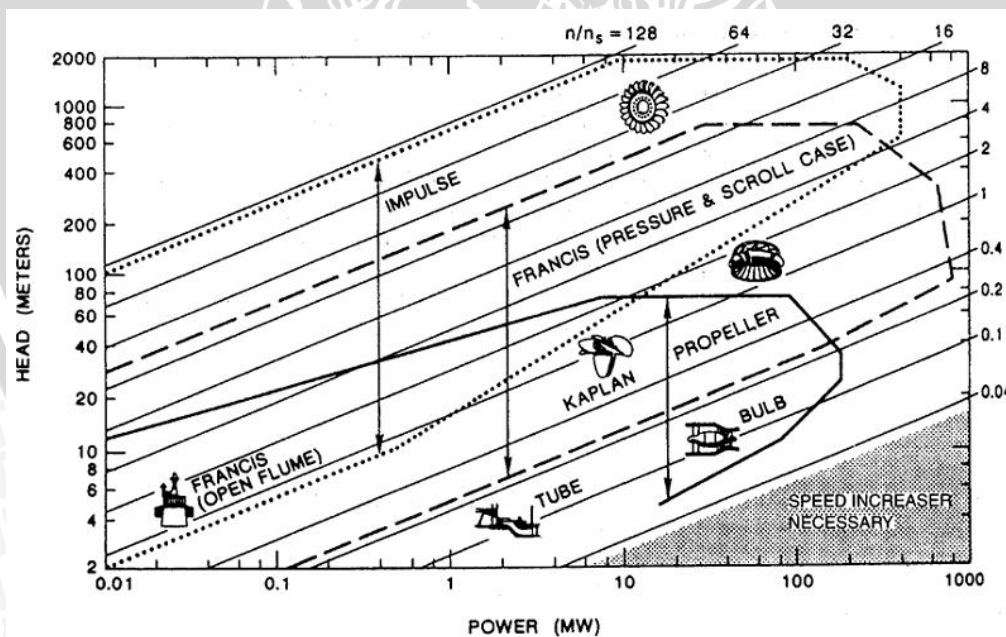
Gambar 2.34. Jenis Turbin Untuk Pembangkitan Tenaga Mikro/mini

Sumber: Ramos,2000:83

Selain berdasarkan klasifikasi tersebut, pemilihan jenis turbin juga bisa ditentukan berdasarkan Gambar berikut:



Gambar 2.35. Grafik Pemilihan Jenis Turbin Berdasarkan Kecepatan Spesifik Dan Tinggi Jatuh
 Sumber: USBR, 1976:15



Gambar 2.36. Grafik Pemilihan Jenis Turbin Berdasarkan Kecepatan Spesifik, Tinggi Jatuh dan Daya
 Sumber: Roger E. A. Arndt, 1998

Dalam pemilihan harus diperhatikan karakteristik dari masing masing turbin, turbin reaksi biasa digunakan untuk pembangkit listrik dengan tinggi jatuh sedang – kecil sedangkan turbin impuls digunakan untuk tinggi jatuh besar, faktor lain yang perlu diperhatikan adalah tentang putaran dan kecepatan spesifik turbin, karena kecepatan spesifik turbin merupakan karakteristik yang mendasari dalam perencanaan turbin.

2.8.2. Karakteristik Turbin

Karakteristik turbin adalah parameter yang mendasari perencanaan turbin hidrolik, karakteristik turbin meliputi kecepatan spesifik turbin (N_s), kecepatan putar turbin atau kecepatan sinkron generator (n). dalam perencanaan karakteristik turbin dapat digunakan beberapa metode antara lain metode yang diterapkan oleh *United state bureau of reclamation* (USBR) dan metode yang diterapkan oleh *European small hydropower association* (ESHA), yang memiliki tata cara perhitungan karakteristik turbin masing masing. Berikut adalah tata cara perencanaan karakteristik turbin berdasarkan masing masing metode:

Metode USBR (*united state of bureau reclamation*)

Persamaan untuk menghitung besarnya kecepatan spesifik pada turbin adalah (USBR,1976:14):

$$N_s = n \frac{\sqrt{P}}{H^{5/4}} \quad (2 - 47)$$

dengan:

N_s : kecepatan spesifik (m-kW)

P : Daya semu / teoritis (Hp)

H : Tinggi jatuh (m)

n : Putaran dasar turbin (rpm)

Dari persamaan tersebut tidak bisa diketahui besarnya nilai putaran dasar turbin (n), putaran turbin untuk tiap tipe turbin berbeda beda. Maka putaran dasar turbin coba coba (n') dihitung dengan persamaan trial rotational speed (n') pada gambar 2.35 sebagai berikut:

$$\text{Untuk turbin francis} \quad : n' = \frac{2334}{\sqrt{H}} \quad \text{atau} \quad n' = \frac{1553}{\sqrt{H}} \quad (2 - 48)$$

$$\text{Untuk turbin propeller} \quad : n' = \frac{2088}{\sqrt{H}} \quad \text{atau} \quad n' = \frac{2702}{\sqrt{H}} \quad (2 - 49)$$

Dari putaran turbin coba coba (n') maka harus dicek dengan kecepatan sinkron generator jika akan menggunakan generator sinkron, kecepatan sinkron generator dihitung dengan persamaan (USBR,1976:14):

$$n = \frac{120f}{P} \quad (2 - 50)$$

Dimana:

n : kecepatan sinkron generator (rpm)

f : frekuensi generator (50 – 60 Hz)

p : jumlah kutub generator (*poles*)

setelah mendapatkan nilai putaran turbin (n) maka harus dihitung besarnya nilai desain kecepatan spesifik (*design specific speed*) turbin dengan persamaan (2 – 47), nilai batas kecepatan spesifik untuk tiap turbin adalah berbeda – beda, USBR merekomendasikan kisaran nilai kecepatan spesifik untuk tiap jenis turbin adalah sebagai berikut(USBR,1976:9):

turbin francis : $65 \leq N_s \leq 445$

turbin propeller : $300 \leq N_s \leq 1000$

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 (Penche,2004:168):

$$N_{QE} = n \frac{\sqrt{Q}}{E^{3/4}} \quad (2 - 51)$$

dengan:

N_{QE} : kecepatan spesifik (tak berdimensi)

Q : debit desain (m^3/dt)

E : enegi hidraulik spesifik didapat dari ($E = H \times g$) (j/kg)

n : Putaran dasar turbin (t/s)

Hubungan atau kesetaraan dari 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 (Penche,2004:168):

N_s : $995 N_{QE}$

N_Q : $333 N_{QE}$

ϕ : $2,11 N_{QE}$

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 (Penche,2004:169):

$$\text{Turbin Pelton} \quad N_{QE}' = 0.0859 / H^{0.243} \quad (2 - 52)$$

$$\text{Turbin Francis} \quad N_{QE}' = 1.924 / H^{0.512} \quad (2 - 53)$$

$$\text{Turbin Kaplan} \quad N_{QE}' = 2.294 / H^{0.486} \quad (2 - 54)$$

$$\text{Turbin Propeller} \quad N_{QE}' = 2.716 / H^{0.5} \quad (2 - 55)$$

$$\text{Turbin Bulb} \quad N_{QE}' = 1.528 / H^{0.2837} \quad (2 - 56)$$

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 (Penche,2004:169):

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

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

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

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

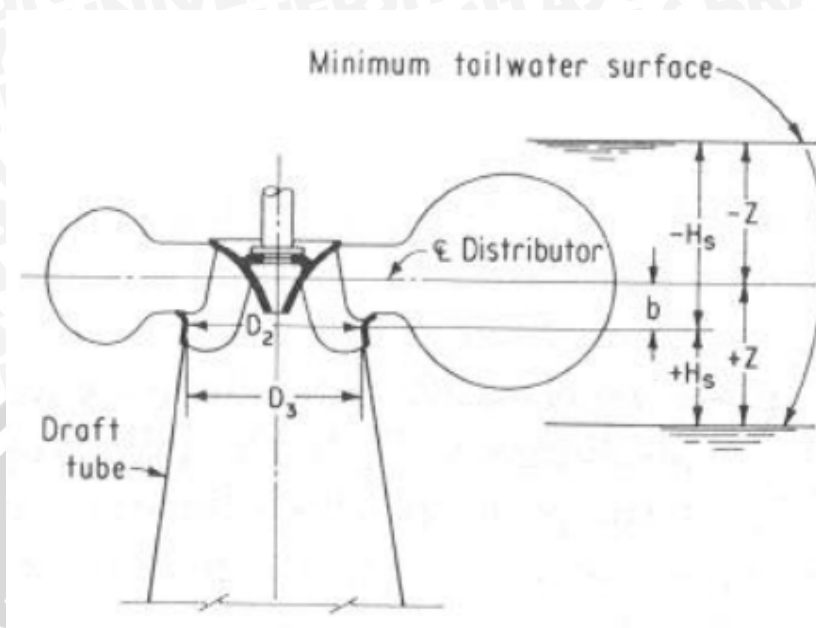
2.8.3. Kavitas dan Titik Pusat Turbin

Kavitas 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 kavitas perlu (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 kavitas.

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 sudu.



Gambar 2.37. Skema Pemasangan Turbin Untuk Analisa Kavitasasi

Sumber: USBR, 1976:23

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

$$Z = TWL + H_s + b \quad (2 - 57)$$

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

(USBR, 1976:22):

$$H_s = H_a - H_v - H.\sigma \quad (2 - 58)$$

$$H_a = P_{atm} / \rho g \quad (2 - 59)$$

$$H_v = P_v / \rho g \quad (2 - 60)$$

dimana:

H_s : tinggi hisap (m)

H_a : tekanan atmosfer (m)

H_v : tekanan uap air (m)

H : tinggi jatuh efektif (m)

σ : koef thoma

Atau dengan menggunakan metode ESHA (Penche,2004:169):

$$H_s = \frac{P_{atm} - P_v}{\rho g} + \frac{v^2}{2g} - \sigma H \quad (2 - 61)$$

Dimana:

H_s : tinggi hisap (m)

P_{atm} : tekanan atmosfer (Pa)

P_v : 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) (Penche,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:

Metode USBR (USBR,1976:22):

$$\sigma_c = \frac{N_s^{1.64}}{50327} \quad (2 - 62)$$

Metode ESHA (Penche,2004:169):

$$\text{Turbin Kaplan } \sigma_c = 1,5241 N_{QE}^{1.46} + \frac{v^2}{2gH} \quad (2 - 63)$$

$$\text{Turbin Francis } \sigma_c = 1,2715 N_{QE}^{1.41} + \frac{v^2}{2gH} \quad (2 - 64)$$

dimana:

σ_c : koefisien kritis thoma

N_s :kecepatan spesifik (m kW) (metode USBR)

N_{QE} : kecepatan spesifik (metode ESHA)

Tabel 2.7. Nilai Tekanan Atmosfer

Altitude Above Sea Level		Absolute Barometer		Absolute Atmospheric Pressure		
feet	meters	inches Hg	mm Hg	psia	kg/cm ²	kPa
-5000	-1524	35.7	908	17.5	1.23	121
-4500	-1372	35.1	892	17.2	1.21	119
-4000	-1219	34.5	876	16.9	1.19	117
-3500	-1067	33.9	861	16.6	1.17	115
-3000	-914	33.3	846	16.4	1.15	113
-2500	-762	32.7	831	16.1	1.13	111
-2000	-610	32.1	816	15.8	1.11	109
-1500	-457	31.6	802	15.5	1.09	107
-1000	-305	31.0	788	15.2	1.07	105
-500	-152	30.5	774	15.0	1.05	103
0 ¹⁾	0	29.9	760	14.7	1.03	101
500	152	29.4	746	14.4	1.01	99.5
1000	305	28.9	733	14.2	0.997	97.7
1500	457	28.3	720	13.9	0.979	96.0
2000	610	27.8	707	13.7	0.961	94.2
2500	762	27.3	694	13.4	0.943	92.5
3000	914	26.8	681	13.2	0.926	90.8
3500	1067	26.3	669	12.9	0.909	89.1
4000	1219	25.8	656	12.7	0.893	87.5
4500	1372	25.4	644	12.5	0.876	85.9
5000	1524	24.9	632	12.2	0.860	84.3
6000	1829	24.0	609	11.8	0.828	81.2
7000	2134	23.1	586	11.3	0.797	78.2
8000	2438	22.2	564	10.9	0.768	75.3
9000	2743	21.4	543	10.5	0.739	72.4
10000	3048	20.6	523	10.1	0.711	69.7
15000	4572	16.9	429	8.29	0.583	57.2
20000	6096	13.8	349	6.75	0.475	46.6
25000	7620	11.1	282	5.45	0.384	37.6
30000	9144	8.89	226	4.36	0.307	30.1
35000	10668	7.04	179	3.46	0.243	23.8
40000	12192	5.52	140	2.71	0.191	18.7
45000	13716	4.28	109	2.10	0.148	14.5
50000	15240	3.27	83	1.61	0.113	11.1

Sumber: http://www.engineeringtoolbox.com/air-altitude-pressure-d_462.html



Tabel 2.8. Nilai Tekanan Uap Air

Temperature (°C)	Vapour pressure (kPa)	Vapour pressure (mmHg)
0	0.6	4.5
3	0.8	6.0
5	0.9	6.8
8	1.1	8.3
10	1.2	9.0
12	1.4	10.5
14	1.6	12.0
16	1.8	13.5
18	2.1	15.8
19	2.2	16.5
20	2.3	17.5
21	2.5	18.7
22	2.6	19.8
23	2.8	21.1
24	3.0	22.4
25	3.2	23.8
26	3.4	25.2
27	3.6	26.7
28	3.8	28.4
29	4.0	30.0
30	4.2	31.5
32	4.8	36.0
35	5.6	42.0
40	7.4	55.5
50	12.3	92.3
60	19.9	149.3
70	31.2	234.1
80	47.3	354.9
90	70.1	525.9
100	101.3	760.0

Sumber: http://en.wikipedia.org/wiki/Vapour_pressure_of_water

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

$$\sigma = \frac{H_a - H_w - H_s}{H} \quad (2 - 65)$$

dimana:

σ : kavitasi

H_a : tekanan atmosfer (m)

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

H_s : tinggi hisap atau draft head (m)

H_{eff} : tinggi jatuh air efektif (m)

2.8.4. 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:

1. Rumah Siput (*Spiral Case*)

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

2. *Wicket Gate* atau *Guide Vane*

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

3. Pemutar (*Runner*)

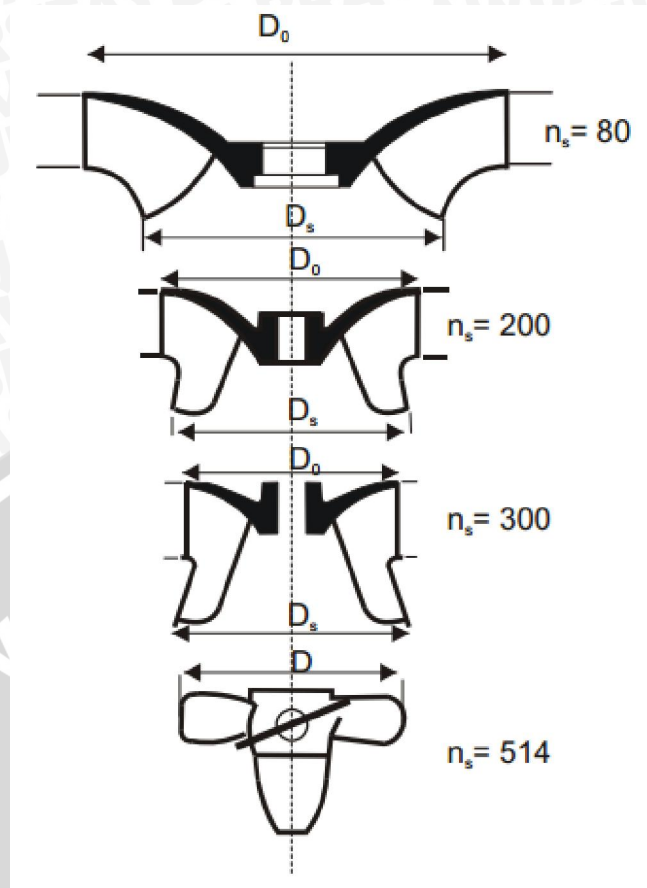
Runner berfungsi untuk mengubah energi kinetik menjadi energi mekanik untuk ditransformasikan menjadi energi listrik oleh generator. Pemutar memiliki 2 jenis yaitu runner axial dan runner radial, dengan atau tidak menggunakan movable blade (sudu).

4. Pipa pembuang (*Draft tube*)

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

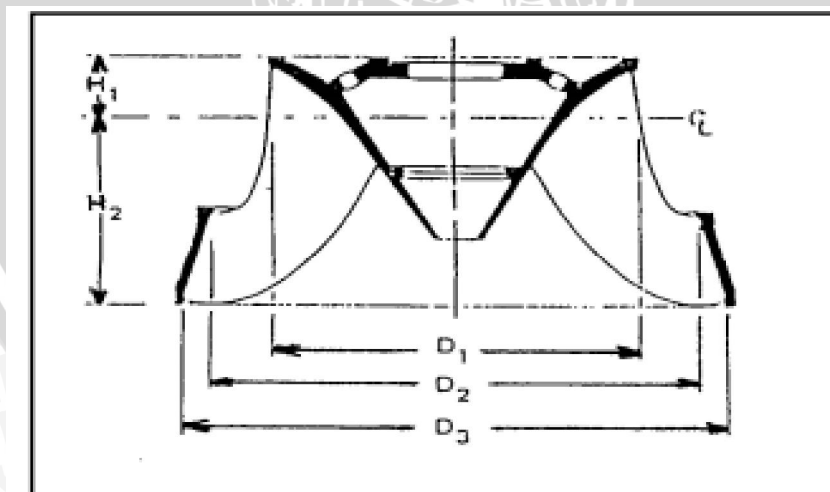
Diameter Runner

Diameter *runner* untuk turbin reaksi ditentukan atas besarnya kecepatan spesifik, tinggi jatuh dan juga perbedaan kecepatan tangensial pada turbin. Runner turbin biasanya didesain berdasarkan kecepatan spesifik turbin tersebut.



Gambar 2.38. Pemilihan Bentuk Runner Berdasarkan Kecepatan Spesifik
 Sumber: *Penche, 2004:169.*

Untuk turbin francis dimensi runner dihitung dengan persamaan berikut
 (Ramos,2000:97):



Gambar 2.39. Skema Runner Untuk Turbin Francis
 Sumber: *Ramos,2000:97*

$$D_3 = 84.5 \text{ Ku} \frac{\sqrt{H_0}}{n} \quad (2-66)$$

$$K_u = 0.31 + 2.5 \times 10^{-3} N_s \quad (2-67)$$

$$D_1 = D_3 \left(0.4 + \frac{94.5}{N_s} \right) \quad (2-68)$$

$$D_2 = \frac{D_3}{0.96 + 0.00038 N_s} \quad (2-69)$$

$$H_1 = D_3 (0.094 + 0.00025 N_s) \quad (2-70)$$

$$H_2 = D_3 \left(-0.05 + \frac{42}{N_s} \right) \quad (2-71)$$

Dimana :

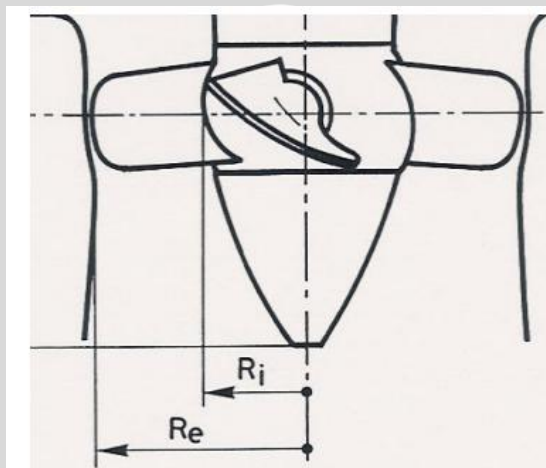
D : diameter *runner* (m)

n : kecepatan dasar turbin (rpm)

N_s : kecepatan spesifik turbin (kW m)

K_u : perbedaan kecepatan tangensial

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



Gambar 2.40. Skema *Runner* Untuk Turbin Kaplan

Sumber: Penche,2004:174

$$R_i = \left(0.25 + \frac{0.0951}{N_{QE}} \right) \cdot R_e \quad (2-72)$$

$$R_e = 84.5 (0.79 + 1.603 \times N_{QE}) \frac{\sqrt{Hn}}{60n} \quad (2-73)$$

Dengan :

R_i : diameter *runner* bagian dalam (m)

R_e : diameter *runner* bagian luar (m)

n : kecepatan dasar turbin (rpm)

N_{QE} : kecepatan spesifik turbin

Guide Vane

Karakteristik dimensi *guide vane* dihitung dengan persamaan:

$$B_g = (0.45 - 31.8/N_s) D_M \quad (2 - 74)$$

$$H_g = 0.2 D_M \quad (2 - 75)$$

Dimana:

B_g : tinggi *guide vane* (m)

H_g : lebar ruang whirl (m)

N_s : Kecepatan spesifik (kW m)

D_M : diameter *runner* turbine (m)

Rumah Siput (*Spiral Case*)

Rumah siput digunakan untuk mengubah energi tekanan menjadi energi kinetik dan sebagai pengarah aliran menuju ruang pemutar turbin. Dimensi rumah siput dinyatakan sebagai berikut (Ramos,2000:98):

$$A = D_M 0.4 N_s^{0.2} \quad (2 - 76)$$

$$B = D_M (1.26 + 3.79 \times 10^{-4} N_s) \quad (2 - 77)$$

$$C = D_M (1.46 + 3.24 \times 10^{-4} N_s) \quad (2 - 78)$$

$$D = D_M (1.59 + 5.74 \times 10^{-4} N_s) \quad (2 - 79)$$

$$E = D_M (1.21 + 2.71 \times 10^{-4} N_s) \quad (2 - 80)$$

$$F = D_M (1.45 + 72.17/N_s) \quad (2 - 81)$$

$$G = D_M (1.29 + 41.63/N_s) \quad (2 - 82)$$

$$H = D_M (1.13 + 31.86/N_s) \quad (2 - 83)$$

$$I = D_M (0.45 - 31.80/N_s) \quad (2 - 84)$$

$$L = D_M (0.74 + 8.7 \times 10^{-4} N_s) \quad (2 - 85)$$

$$M = D_M / (2.06 - 1.2 \times 10^{-3} N_s) \quad (2 - 86)$$

Kecepatan dalam rumas siput dihitung dengan persamaan:

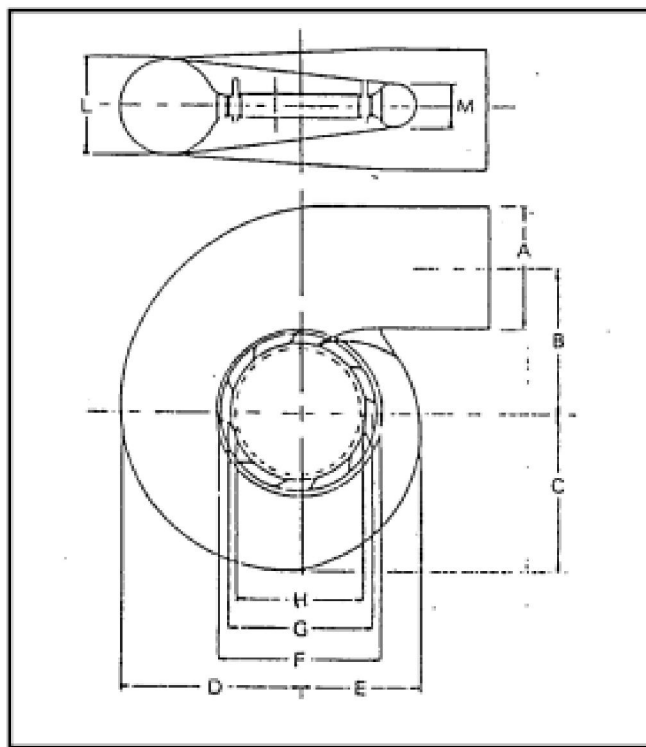
$$V = 488/N_s^{0.44} \quad (2 - 87)$$

Dimana:

D_M : diameter *runner* (m)

V : kecepatan (m/s)

N_s : kecepatan spesifik (mkW)



Gambar 2.41. Skema Rumah siput (spiral case)

Sumber: Ramos,2000:99

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) :

- a. Menggunakan tinggi jatuhnya air dari tempat keluar turbin ke muka air saluran pembuangan atau menggunakan tinggi statis.
- b. 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:

$$N = D_M (2 - 2.14 \times 10^{-6} N_s) \quad (2 - 88)$$

$$O = D_M (1.4 - 1.67 \times 10^{-5} N_s) \quad (2 - 89)$$

$$P = D_M (1.26 - 16.35 / N_s) \quad (2 - 90)$$

$$Q = D_M (0.66 - 18.4 / N_s) \quad (2 - 91)$$

$$R = D_M (1.25 - 7.98 \times 10^{-5} N_s) \quad (2 - 92)$$

$$S = D_M (4.26 - 201.51 / N_s) \quad (2 - 93)$$

$$T = D_M (1.2 + 5.12 \times 10^{-4} N_s) \quad (2 - 94)$$

$$Z = D_M (2.58 + 102.66 / N_s) \quad (2 - 95)$$

Kecepatan pada inlet *draft tube* dihitung dengan persamaan :

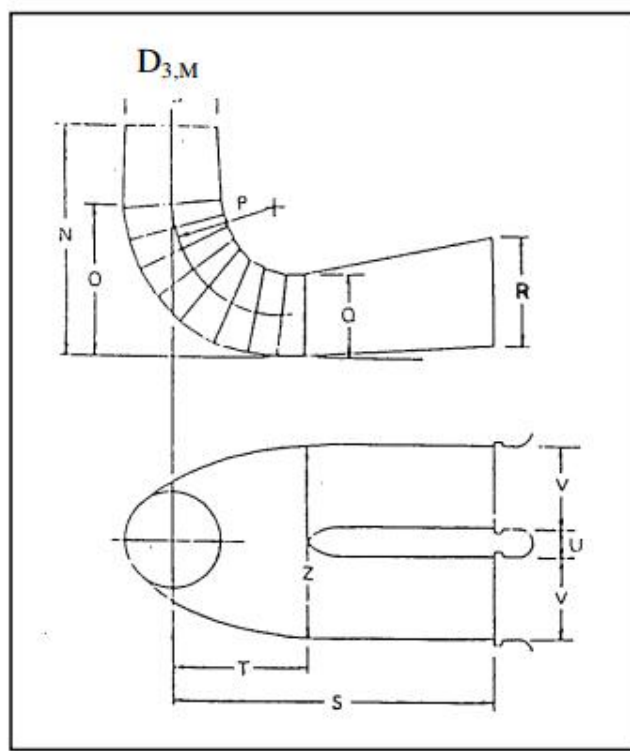
$$V = 8.74 + 2.48 / N_s \quad (2 - 96)$$

Dimana:

D_m : diameter *runner* (m)

V : kecepatan (m/s)

N_s : kecepatan spesifik (mkW)



Gambar 2.42. Dimensi draft tube untuk turbin kaplan

Sumber: Ramos,2000:99

2.8.5. Efisiensi Turbin

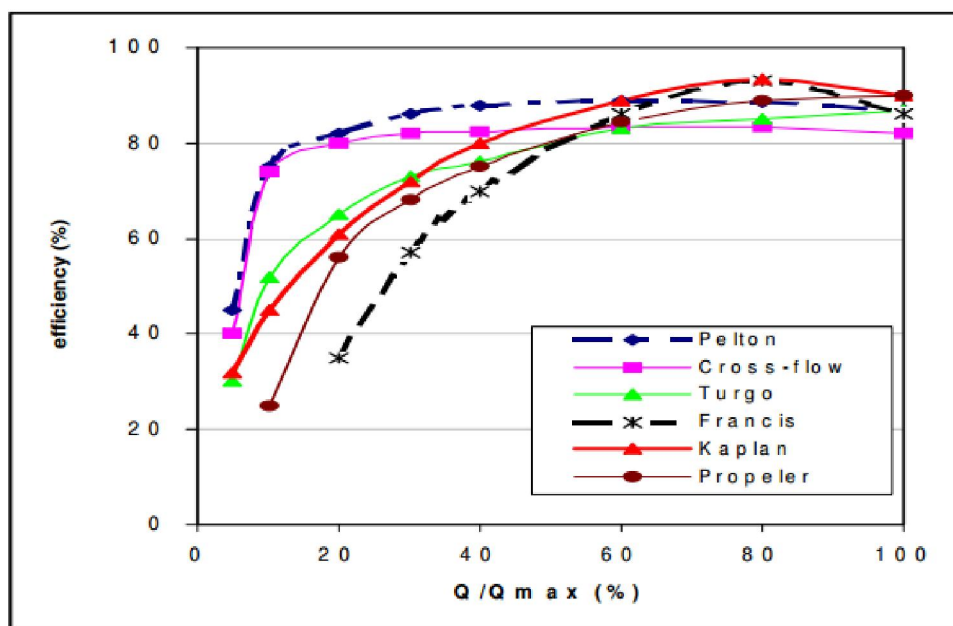
Efisiensi turbin adalah perbandingan antara energi yang keluar dari turbin dan energi yang masuk turbin yang diberikan aliran air. (Patty, 1995:92) Turbin air moderen dioperasikan pada efisiensi mekanis lebih dari 90% (tidak terpengaruh efisiensi termodinamika), efisiensi turbin dinyatakan dalam persamaan (Ramos,2000:89):

$$\eta = \frac{P}{\gamma Q H_0} \quad (2 - 97)$$

dimana:

- η : efisiensi turbin
 P : daya (watt)
 γ : berat jenis fluida (kg/m^3)
 Q : debit (m^3/dt)
 H_0 : tinggi jatuh (m)

Besaran efisiensi untuk tiap turbin berbeda beda, kisaran efisiensi diperlihatkan dengan gambar berikut:



Gambar 2.43. Kisaran Nilai Efisiensi Untuk Tiap Jenis Turbin

Sumber: Ramos, 2000:99

2.9. Peralatan dan Fasilitas Listrik

Peralatan Listrik merupakan komponen sistem pembangkit listrik yang berfungsi sebagai pengatur daya bangkitan dari turbin untuk disalurkan melalui grid atau jaringan distribusi listrik, tujuan lainnya adalah sebagai pengaman dari sistem pengaturan dan pembangkitan energi listrik.

Perencanaan peralatan elektrik meliputi: perencanaan generator, pengatur kecepatan (*governor*), peningkat kecepatan (*speed increaser*), transformer (*travo*), peralatan pengatur elektrik (*switch gear equipment*), dan aksesoris kelengkapan elektrik (*electric auxiliary*).

2.9.1. 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*.

Daya keluar generator dapat dihitung dengan persamaan (Penche,2004:187):

$$P_g = \frac{P_t \eta_g}{P_f} \quad (2 - 98)$$

Dimana:

P_g : rating keluaran generator (kVA)

P_t : rating keluaran turbin (kW)

η_g : efisiensi generator

P_f : faktor tenaga

Menurut Penche, generator yang digunakan untuk PLTMH adalah generator dengan 3 fasa dan jenis generator dibedakan menjadi 2 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 enerator 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 (Penche,2004:187).

Tabel 2.9. 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: (Penche,2004:187).

Tabel 2.10. 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: (Penche,2004:180).

Untuk mengatur tegangan yang keluar dari generator agar dapat distabilkan maka perlu direncanakan pengatur tegangan (*exciter*), terdapat 2 jenis *exciter* yang biasanya digunakan untuk generator yaitu (Penche,2004:188):

- *Static type exciters*
- *Brushless type exciter*
- *Rotating type exciter*

2.9.2. 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, Penche 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(Penche,2004:192):

$$T_m : \frac{\Omega R^2 n^2}{5086P} \quad (2 - 99)$$

$$T_w : \frac{\Sigma LV}{gH} \quad (2-100)$$

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)

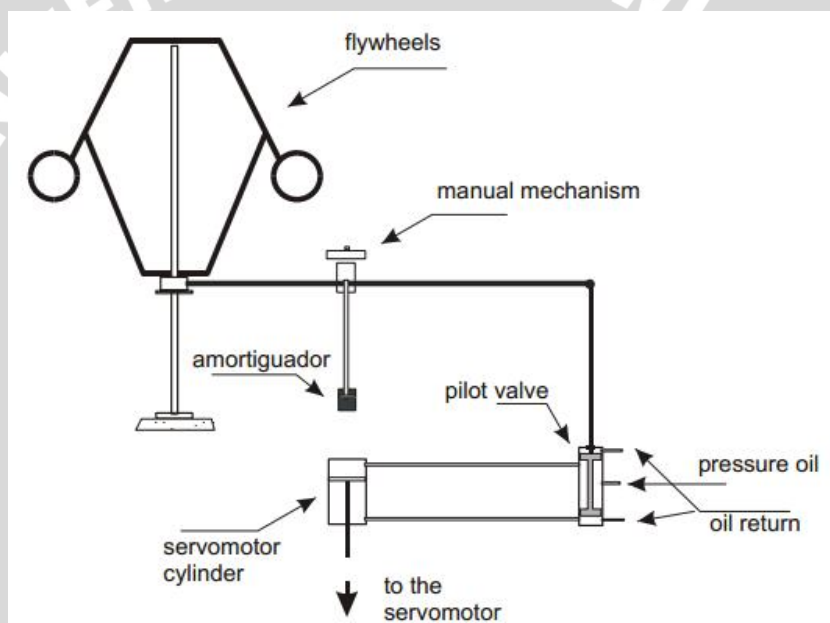
n : kecepatan sinkron turbin (rpm)

P : daya keluaran turbin (kW)

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

V : kecepatan aliran (m/dt)

H : tinggi jatuh (m)



Gambar 2.44. Pengatur Kecepatan (Governor) Tipe Mekanik

Sumber: Penche,2004:190

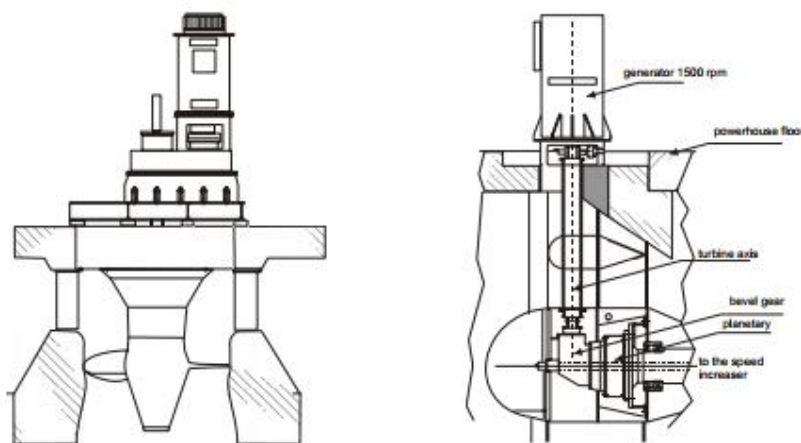
2.9.3. Peningkat Kecepatan (*Speed Increaser*)

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.

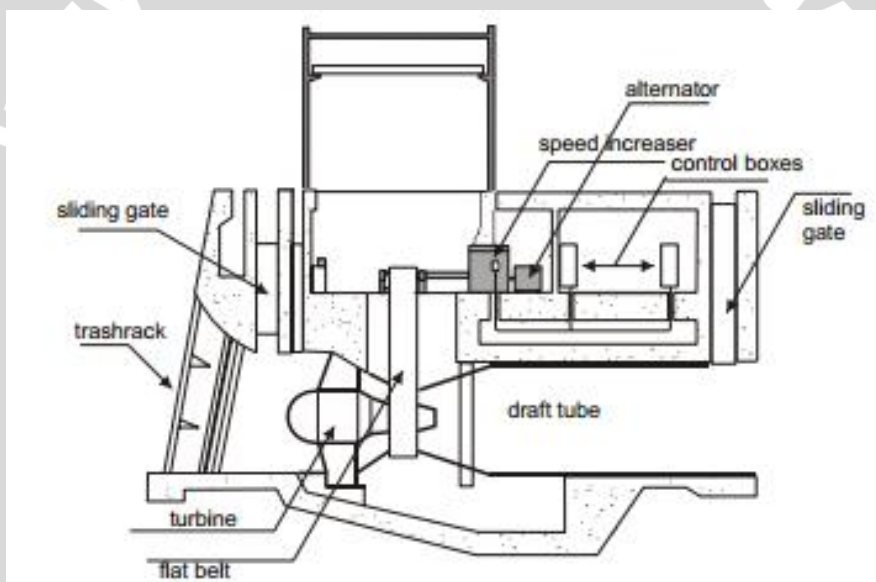
Menurut Penche,2004:184 peningkat kecepatan memiliki beberapa jenis yaitu:

- *Parallel Shaft*
- *Bevel Gears*

- *Belt speed increaser*



Gambar 2.45. Peningkat Kecepatan Tipe *Parallel Shaft Dan Bevel Gears*
Sumber: Penche,2004:185



Gambar 2.46. Peningkat Kecepatan Tipe *Belst Speed Increaser*
Sumber: Penche,2004:185

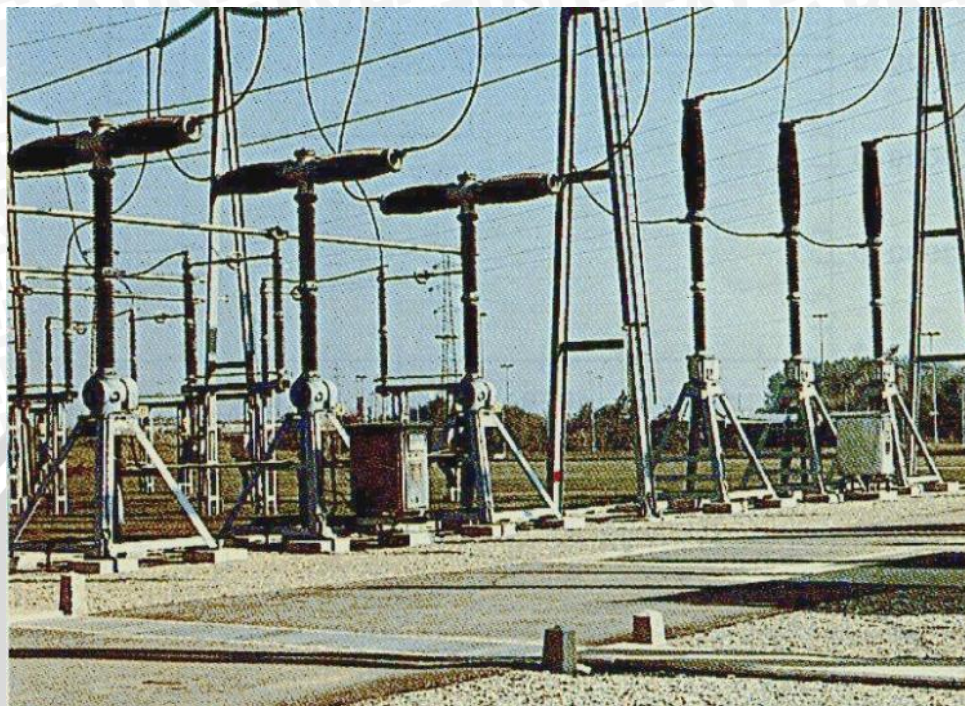
2.9.4. Transformer (Travo)

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.

2.9.5. Peralatan Pengatur (*Switchgear*)



Switchgear merupakan kombinasi antara saklar pemutus, *fuse* dan pemutus aliran (*circuit breaker*). *Switchgear* difungsikan untuk melindungi generator dan transformator utama dari bahaya kelebihan kapasitas (*overcapacity*).



Gambar 2.47. Switchgears

Sumber: <http://en.wikipedia.org/Switchgear>

2.9.6. Aksesoris Kelengkapan (*Auxiliary Equipment*)

Aksesoris kelengkapan pada sistem pembangkit listrik memiliki peranan sebagai pelengkap dan peralatan bantu untuk sistem pengoperasian dan perawatan sistem pembangkit tenaga listrik.

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 pembangkitan energi listrik yang berupa debit outflow dengan periode n harian. (arismunandar,2005:19)

$$E = 9,8 \times H \times Q \times \eta_g \times \eta_t \times 24 \times n \quad (2-101)$$

dimana:

- E : Energi tiap satu periode (kWh)
 H : Tinggi jatuh efektif (m)
 Q : Debit outflow (m^3/dtk)
 $\eta_{\text{g}} \eta_{\text{t}}$: efisiensi turbin dan generator
 n : jumlah hari dalam satu periode.

2.11. Sistem Operasi PLTMH

Sistem operasi PLTMH dilakukan dengan 2 metode yaitu: sistem operasi terpusat (*central grid*) dan sistem operasi terisolasi (*isolated grid*).

Sistem terpusat (*central grid*) adalah sistem pengoperasian PLTMH yang dikelola secara terpusat oleh perusahaan distributor listrik dalam hal ini adalah PT PLN sehingga tidak ada regulasi khusus yang harus dilakukan dikarenakan pengaturan listrik dilakukan secara terpusat dari tiap tiap transmisi jadi PLTMH bisa beroperasi terus menerus. Operasi sistem terpusat biasanya dilakukan oleh PLTMH tanpa tandon dikarenakan tidak adanya tampungan untuk memenuhi kebutuhan beban puncak (*peak load*).

Sistem terisolasi (*isolated grid*) adalah sistem pengoperasian PLTMH yang tidak melalui jaringan distribusi perusahaan distributor listrik (PT PLN), jadi harus direncanakan adanya sistem pengaturan operasi berdasarkan kebutuhan beban tiap jam untuk memenuhi kebutuhan layanan, biasanya sistem terisolasi digunakan untuk PLTMH dengan tandon atau PLTMH yang terletak jauh dari transmisi grid PLN.

2.12. 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.

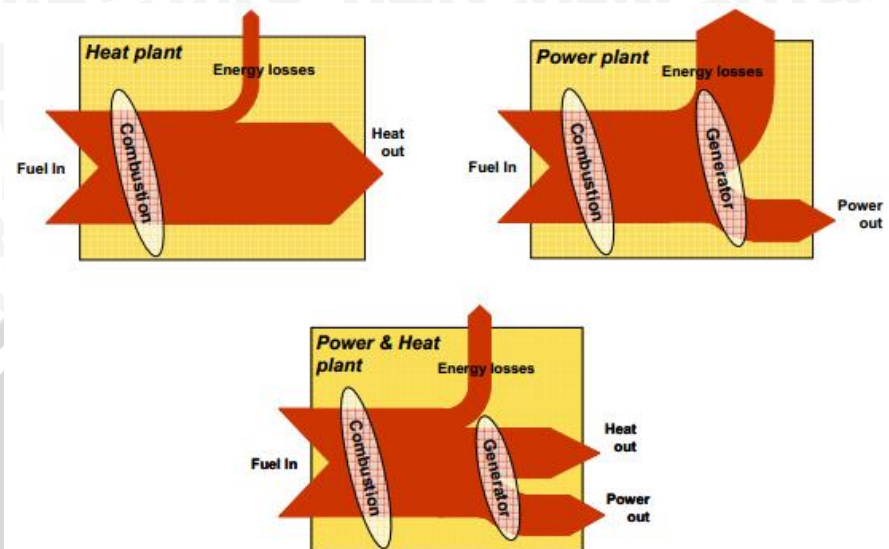
Berikut adalah nilai faktor emisi gas karbon untuk tiap jenis sumber energi atau bahan bakar:

Tabel 2.11. 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
*Chevron Indonesia 2012



Gambar 2.48. Proses pembakaran bahan bakar dalam pembangkitan energi listrik
Sumber: IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, 2006

2.12.1. 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.

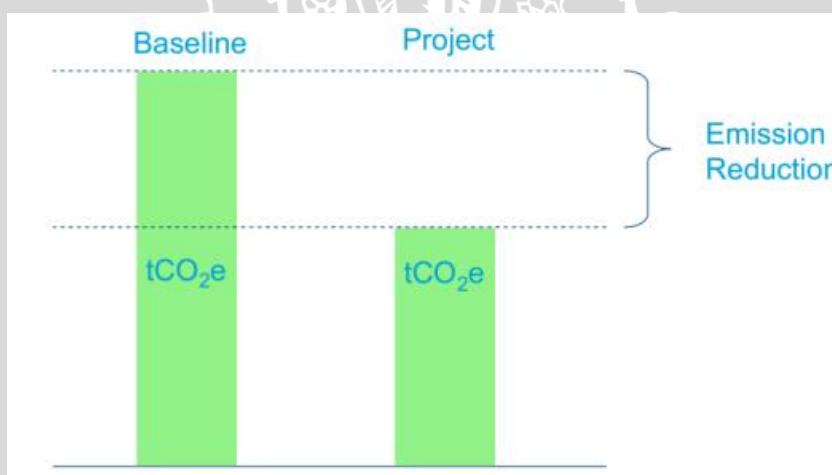
3. Kriteria Sosial Yang Berkelanjutan

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 mengijjinkan pihak pengembang (*developers*) untuk mengurangi emisi gas rumah kaca (GHG) dan mendapatkan bantuan dana dengan melakukan hal tersebut.



Gambar 2.49. Prinsip pengurangan emisi gas rumah kaca dengan CDM
 Sumber: www.pwc.com/energy-utilities-mining-assets-the-clean-development-mechanism-indonesia.pdf

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):

$$\Delta_{GHG} : (e_{base} - e_{prop}) E_{prop} (1 - \lambda_{prop}) \quad (2 - 102)$$

Dimana:

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

e_{base} : faktor emisi gas karbon dari sumber tidak terbarukan (lihat tabel 2.5)

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

2.13. Analisa Kelayakan 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).

2.13.1. Komponen Manfaat dan Biaya

A. Komponen Manfaat

Menurut Suyanto (2001:65) manfaat yang diperhitungkan dalam analisa ekonomi adalah manfaat yang termasuk dalam kategori “*direct and tangible benefit*” yaitu manfaat yang langsung dapat dinikmati oleh penerima manfaat (misalnya petani) dan yang dapat dinilai dengan uang. Manfaat yang dapat diperoleh dari PLTA adalah uang hasil penjualan listrik kepada konsumen didasarkan pada tenaga listrik yang dihasilkan tiap tahun dan tarif dasar listrik yang berlaku.

$$B = E \cdot TDL \quad (2 - 103.)$$

dengan :

B = benefit (Rp)

E = energi (kWh)

TDL = tarif dasar listrik (Rp/kWh)

B. Komponen Biaya

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

- **Biaya 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):

1. biaya *engineering* (C1)

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

$$C1 = 0,37 n^{0,1} E \left(\frac{MW}{Hg^{0,3}} \right)^{0,54} \times 10^6 \quad (2 - 104.)$$

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)

2. biaya peralatan hidromekanik (C2)

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

$$C2 = CG + CT \quad (2 - 105.)$$

Generator

$$CG = 0,82 n^{0,98} G C_g \left(\frac{MW}{Hg^{0,28}} \right)^{0,9} \times 10^6 \quad (2 - 106.)$$

Turbin Kaplan

$$CT = 0,27 n^{0,96} J_t K_t d^{1,47} (1,17 H_g^{0,12} + 2) \times 10^6 \quad (2 - 107.)$$

Turbin Francis

$$CT = 0,17 n^{0,96} J_t K_t d^{1,47} ((13 + 0,01 H_g^{0,3}) + 3) \times 10^6 \quad (2 - 108.)$$

Turbin propeller

$$CT = 0,125 n^{0,96} J_t K_t d^{1,47} (1,17 H_g^{0,12} + 4) \times 10^6 \quad (2 - 109.)$$

Turbin turgo atau pelton

$$CT = 3,47 n^{0,96} \left(\frac{MWu}{Hg^{0,5}} \right)^{0,44} \times 10^6 \quad \text{jika } \frac{MWu}{Hg^{0,5}} > 4 \quad (2 - 110.)$$

$$CT = 5,34 n^{0,96} \left(\frac{MW_u}{Hg^{0,5}} \right)^{0,91} \times 10^6 \quad \text{jika } \frac{MW_u}{Hg^{0,5}} < 4 \quad (2 - 111.)$$

Turbin crossflow

$$CT = \text{biaya turbin pelton/ turgo} \times 0,5 \quad (2 - 112.)$$

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)

3. biaya instalasi peralatan hidromekanik (C3)

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

$$C3 = C2 \times 0,15 \quad (2 - 113.)$$

Dimana:

C3 : estimasi biaya instalasi hidromekanik (\$ kanada)

C2 : biaya peralatan hidromekanik (\$ kanada)

4. biaya instalasi transmisi jaringan (C4)

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

$$C4 = 0,0011 D P L_t^{0,95} V \times 10^6 \quad (2 - 114.)$$

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)

5. biaya substansi dan travo (C5)

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

$$C5 = (0,025 n^{0,95} + 0,002 (n+1) \left(\frac{MW}{0,95}\right)^{0,9} x V^{0,3}) x 10^6 \quad (2 - 115.)$$

Dimana:

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

6. biaya pemasangan substansi dan travo (C6)

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

$$C6 = 0,15 C5 \quad (2 - 116.)$$

Dimana:

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

7. Biaya pekerjaan sipil (C7)

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

$$C7 = 1,97 n^{-0,04} C R \left(\frac{MW}{Hg^{0,3}}\right)^{0,82} (1 + 0,001L_b) (1 + 0,005 \frac{L_d}{Hg}) x 10^6 \quad (2 - 117.)$$

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)

8. Biaya pekerjaan pipa pesat (C8)

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

$$C8 = 20 n_p^{0,95} W^{0,88} \quad (2 - 118.)$$

$$W = (24,7 d_p l_p t_{ave}) \quad (2 - 119.)$$

$$d_p = \frac{\left(\frac{Qd}{Np}\right)^{0,43}}{Hg^{0,14}} \quad (2 - 120.)$$

$$t_t = d_p^{1,3} + 6 \quad (2 - 121.)$$

$$t_b = 0,0375 d_p H_g \quad (2 - 122.)$$

$$t_{ave} = 0,5(t_t + t_b) \quad (\text{jika } t_b > t_t) \quad (2 - 123.)$$

$$t_{ave} = t_t \quad (\text{jika } t_b < t_t) \quad (2 - 124.)$$

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)

9. Biaya pemasangan pipa pesat (C9)

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

$$C9 = 5 W^{0,88} \quad (2 - 125.)$$

Dimana:

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

10. 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:

$$C10 = 20 ((1,5 + 0,01S_s^{1,5}) Q_d L_{cs})^{0,9} \quad (2 - 126.)$$

Untuk kondisi tanah berbatu:

$$C10 = 100 ((1,5 + 0,016S_s^2) Q_d L_{cr})^{0,9} \quad (2 - 127.)$$

Dimana:

C10 : 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)

11. Biaya pekerjaan lain lain (C11)

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

$$C11 = 0,25 i Q_d^{0,35} \times 1,1 \Sigma C1 \text{ to } C10 + 0,1 \Sigma C1 \text{ to } C10 \quad (2 - 128.)$$

dimana:

C11 : estimasi biaya pekerjaan lain lain (\$ kanada)

i : suku bunga

Hasil estimasi biaya langsung (*Cost*) dinyatakan dalam satuan mata rupiah dolar kanada dengan nilai konversi ke mata uang rupiah adalah Rp. 11.059,15 per januari 2014 Atau dengan rasio $9,05 \times 10^{-5}$. Sehingga biaya langsung adalah penjumlahan dari seluruh item pekerjaan yang tercantum diatas.

• 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 survey 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)

C. 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.

2.12.2. Indikator Kelayakan Ekonomi

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

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

2.12.2.1. 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):

$$BCR = \frac{PV \text{ dari manfaat}}{PV \text{ dari biaya capital dan O\&P}} \quad (2 - 129)$$

dengan :

PV = Present value

$BCR = \textit{Benefit Cost Ratio}$

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.

2.12.2.2. 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).

$$NPV = PV \text{ komponen Benefit} - PV \text{ komponen Cost} \quad (2 - 130)$$

dengan :

PV = Present value

NPV = *Net Present Value*

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

2.12.2.3. IRR (Internal Rate Of Return)

IRR 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 cara coba-coba pada tingkat suku bunga tertentu maka didapat $BCR = 1$ ataupun dengan rumus sebagai berikut (Suyanto, 2001):

$$IRR = I' + \frac{NPV'}{NPV' - NPV''} (I'' - I') \quad (2 - 131)$$

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

2.12.3. Usia Guna Suatu Proyek

Usia guna bangunan sangat bervariasi tergantung tingkat kepekaan terhadap kerusakan, jenis material yang digunakan dan fungsi bangunan itu tersendiri, PLTMH memiliki komponen yang bervariasi mulai dari beton, besi, peralatan mekanik dan elektrik. Untuk memperpanjang usia guna biasanya dilakukan perawatan secara berkala. Usia guna komponen bangunan PLTMH ditabelkan sebagai berikut:

Tabel 2.12.Usia Guna Jenis Bangunan Atau Peralatan Pembangkit Listrik

Jenis Material	Usia (Tahun)	Jenis Material	Usia (Tahun)
kayu	15	baja (< 4 inch)	30
saluran	75	baja (< 4 inch)	40
kolam pengendapan	50	PLTU /PLTG	28
peralatan konstruksi	5	generator:	
bandung:		> 3000 KVA	28
krib	25	1000 - 3000 KVA	25
benton, pasangan batu, urugan	150	50 hp - 1000KVA	17 - 25
batu lepas	60	< 50 hp	14 -17
baja	40	hydrant	50
penyaring (filter)	50	pengukur air (AWLR)	30
flumes:		PLTN	20
beton	75	pompa	18 - 25
baja	50	reservoir	75
pipa besar	50	standpipes	50
pipa:		kolam:	
cast iron (2-4 inch)	50	beton	50
cast iron (4-6 inch)	65	baja	40
cast iron (8-10 inch)	75	kayu	20
cast iron (> 12 inch)	100	terowongan	100
beton	20 - 30	turbin hidrolik	35
PVC	40	sumur	40- 50

Sumber: Linsley,1986:44

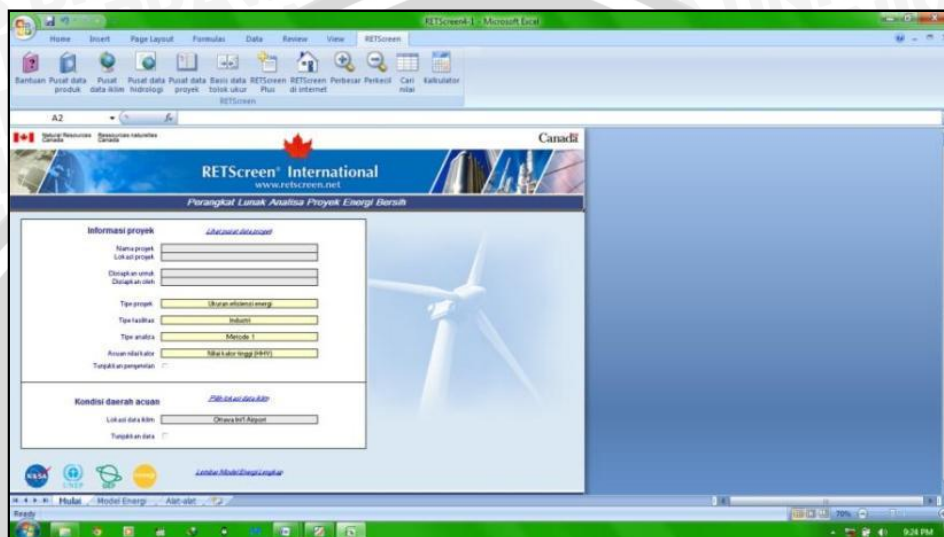
2.14. Perangkat Lunak Dalam Perencanaan PLTMH

2.14.1. RETScreen 4.0

Retscreen merupakan salah satu software buatan Kanada yang dipergunakan dalam analisa studi kelayakan (*feasibility study*) dalam perencanaan instalasi pembangkit energi. Tidak hanya dalam perencanaan pembangkit listrik tenaga air tapi RETScreen juga dilengkapi dengan fitur untuk analisa studi kelayakan pembangkit

listrik dari segala macam sumber energi seperti: angin, solar, minyak, ombak, biomassa, dan banyak lainnya. Analisa yang dapat dikalkulasikan oleh software ini antara lain:

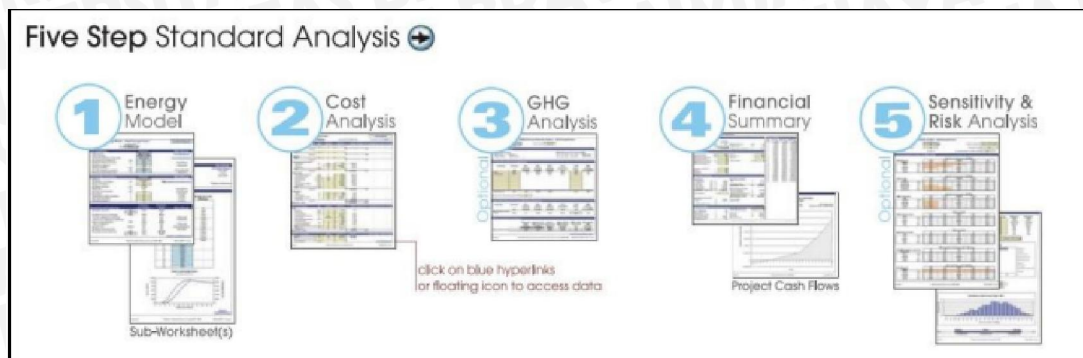
- Model pembangkitan energi.
- Analisa biaya.
- Analisa emisi atau GHG (Green House Gas).
- Analisa financial.
- Analisa sensitivitas dan resiko.



Gambar 2.50. Tampilan Awal RETScreen 4.0

Software dan Data

RETScreen 4.0 dapat dijalankan dengan sangat mudah dikarenakan software ini mengambil ekstensi MS Excel sebagai software induknya jadi RETScreen 4.0 berjalan selayaknya mengoperasikan MS Excel yaitu dengan menggunakan data *spread sheet*, data data yang dibutuhkan dalam analisa studi bisa langsung di masukkan kedalam kolom kolom yang disediakan dan akan terkalkulasi secara otomatis sesuai keinginan. RETScreen juga memiliki *database* NASA dalam bidang hidrologi dan meteorologi sehingga dapat dengan mudah didapatkan data tanpa harus mencari terlebih dahulu. Selain itu RETScreen juga memiliki *database* jenis jenis peralatan mekanik dan elektrik dari sistem pembangkit energi seperti turbin dan generator.



Gambar 2.51. Langkah Standar Pengerjaan RETScreen 4.0

Sumber: Anonim dalam RETScreen, 2005:36

1. Langkah Pertama (Model Energi)

Dalam proses ini beberapa parameter dimasukkan kedalam kolom yang telah disediakan, data data yang dimasukkan adalah data yang dipergunakan dalam proses perhitungan pembangkitan energi yaitu:

- Data Hidrologi
- Data Turbin
- Data Tinggi jatuh efektif
- Data bangunan

Setelah data - data telah dimasukkan kedalam kolom yang disediakan maka RETScreen akan mengkalkulasikan berapa besar energi yang bisa dihasilkan.

2. Langkah kedua (Analisa Biaya)

Dalam proses ini beberapa parameter dimasukkan kedalam kolom yang telah disediakan , data data yang dimasukkan adalah data dari komponen biaya dan komponen manfaat dari pembangunan instalasi pembangkit listrik mulai dari biaya prakonstruksi sampai biaya operasional.

Setelah data data dimasukkan maka RETScreen akan mengkalkulasikan beberapa parameter kelayakan ekonomi seperti: NPV, BCR, IRR, dan *Cash Back Period*.

3. Langkah ketiga (Analisa Emisi)

Dalam proses ini dilakukan kalkulasi terhadap besarnya emisi gas berbahaya yang dihasilkan oleh instalasi pembangkit energi. Proses ini tidak harus dilakukan karena RETScreen 4.0 kebanyakan mengkalkulasikan energi berdasarkan sumber dasar pembangkit energi dalam hal ini energi bersih dan sumber energi terbarukan.

4. Langkah keempat (Analisa Finansial)

Dalam proses ini data yang harus dimasukkan adalah data inflasi, suku bunga, kredit, pajak, DLL. Dengan menggunakan parameter ini dan memasukkan harga dari nilai jual listrik maka akan terkalkulasi indikator finansial untuk mengevaluasi kelayakan dari proyek.

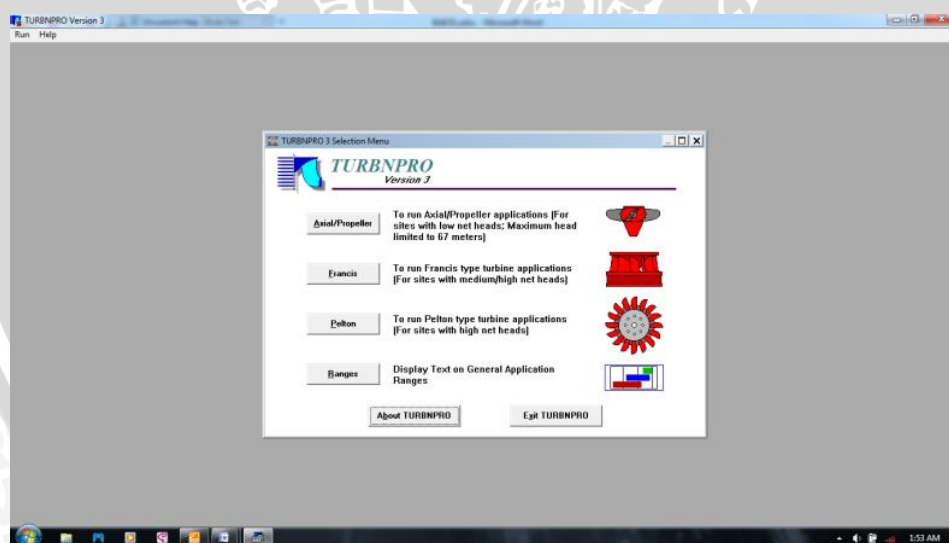
5. Langkah kelima (Analisa Sensitivitas dan Resiko)

Proses ini terbilang tidak wajib atau pilihan dikarenakan analisa sensitivitas dan resiko tidak terlalu sering dipergunakan dalam studi kelayakan.

2.14.2. TURBN PRO

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 dimasukan, juga parameter-parameter operasi dan susunan peralatan yang di inginkan. 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.



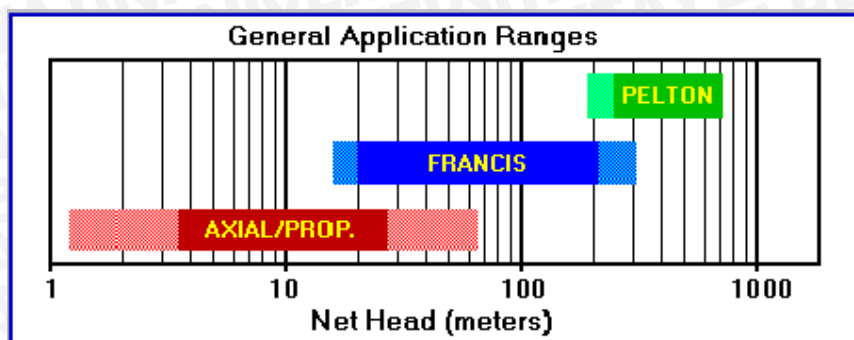
Gambar 2.52. Tampilan Awal TURBNPRO V3

Software dan Data

Tahapan pengoperasian TURBNPRO meliputi:

1. Penentuan tipe turbin yang akan digunakan

Penentuan tipe turbin merupakan hal yang paling mendasar dalam perencanaan turbin, TURBNPRO merekomendasikan pemilihan turbin berdasarkan gambar berikut:



Gambar 2.53. Grafik Pemilihan Tipe Turbin

2. Input data

Input data meliputi data debit, tinggi jatuh efektif, frekuensi generator DLL, untuk lebih jelas akan ditunjukkan pada gambar berikut:

The screenshot shows the "TURBNPRO 3: Axial/Propeller Turbine Sizing Routine (Data Entry Form)" window. It features a teal header with "Continue", "Clear Entries", and "Cancel" buttons. Below is a list of input parameters, each with an information icon (i), a text input field, and a "Limits" button:

- Rated Discharge (in m^3/s)
- Net Head at rated discharge (in meters and < 67)
- Site Gross Head (in meters)
- Site Elevation (in meters)
- Water Temperature (in degrees C)
- Desired setting to tailwater (in meters)
- Efficiency Priority at max output (0 to 10)
- Ratio of rated head to best eff head (0.7 to 1.0)
- System Frequency (50 Hz or 60 Hz)
- Minimum Net Head (in meters)

Gambar 2.54. Tampilan Input Data TURBNPRO V3

3. Pemilihan alternatif solusi

TURBNPRO akan melakukan simulasi tentang banyaknya kemungkinan alternatif desain turbin yang akan digunakan, ada 10 alternatif desain yang diberikan berdasarkan nilai diameter turbin, kecepatan spesifik dan kecepatan putar turbin.

Solution Number	Runner Diameter Millimeters	Runner Diameter Inches	Unit Speed rpm	Specific Speed NS	Centerline Setting meters
1	1545	60.8	272.7	669	2.1
2	1602	63.1	250.0	614	3.3
3	1660	65.4	230.8	566	4.2
4	1717	67.6	214.3	526	5.0
5	1775	69.9	200.0	491	5.7
6	1832	72.1	187.5	460	6.2
7	1890	74.4	176.5	433	6.7
8	1948	76.7	166.7	409	7.1
9	2005	78.9	157.9	387	7.5
10	2063	81.2	150.0	368	7.7

Preliminary Output: **636 KW**

Enter Size Selection:

Gambar 2.55. Tampilan Alternatif Solusi TURBNPRO V3

4. Pengaturan turbin

Setelah melakukan pemilihan alternatif desain turbin yang akan digunakan maka selanjutnya adalah melakukan pengaturan turbin, pengaturan turbin meliputi: *unit arrangement*, *unit orientation*, *turbin regulation* dan *efficiency modifier*.

TURBNPRO 3: Axial/Propeller Configure Turbine Routine

Continue Cancel Default Solution Runner Diameter: mm Speed: rpm

1) Unit Arrangement:
 Tubular Pit / Bulb, Horiz. Axis Radial, Vertical Axis

2) Unit Orientation: Upstream Orientation: Intake Type:
 Horizontal Pit Type Spiral Case
 Vertical Bulb Type Semi-Spiral Case
 Flume

3) Turbine Regulation Type: Comments:
 Kaplan Adjustable Blade/Fixed Vane
 Adjustable Gate/Fixed Blade
The specific speed of the size selected is too high or low for a Tubular arrangement

4) Efficiency Modifier (User Option)
Multiplier - (0.98 to 1.02)
Flow² Function - (-0.01 to +0.01)

Gambar 2.56. Tampilan Pengaturan Turbin TURBNPRO V3

Hasil simulasi TURBNPRO meliputi:

1. Ringkasan tentang karakteristik turbin

Setelah simulasi maka TURBNPRO akan memberikan ringkasan tentang spesifikasi teknis turbin meliputi: dimensi turbin, kecepatan dan analisa kavitasi pada turbin.

TURBNPRO 3: Axial/Propeller Solution Summary (Page 1)

Solution File Name: No File Name Turbine Performance Data - Typical

Close Next Page Print Report Display Input Definitions

Regulation: KAPLAN
Performance at rated net head of: 6.5 meters

m ³ /s	% Eff	KW	% Rated
13.16	92.2	767	119.6 **
11.00	93.4	650	100.0
10.41	93.4	615	94.6 *
8.25	92.7	484	75.0
5.50	90.3	314	50.0
2.75	83.8	146	25.0

** Overcapacity * Best Efficiency Condition at Rated Net Head

Efficiency Modifiers: Multiplier: 1.0000 Flow² Function: 0.0000

Maximum Output Performance

At maximum net head of 7.2 m At minimum net head of 6.0 m

846 KW	708 KW
92.7 % Eff	91.8 % Eff
12.97 m ³ /s	13.10 m ³ /s
1.261 σ allow	1.506 σ allow

Runner Diameter: 1545 mm Speed: 272.7 rpm

σ allowable at 100% KW and Rated Net Head: 1.090
σ plant at 100% KW and Rated Net Head: 1.401

Maximum Runaway Speed: 771 rpm (at the Maximum Net Head above)
Flow at Runaway Speed: 28.9 m³/s (at Rated Net Head and 100% Gate)
Site Atmospheric Pressure minus Vapor Pressure (Hatm - Hvp): 10.04 meters
Best Efficiency Net Head: 7.2 meters

Runner Centerline to T.W.: 1.0 meters

Specific Speed under Rated Net Head:
658.1 at Peak Efficiency
676.4 at 100% Output

TURBNPRO 3: Axial/Propeller Solution Summary (Page 2)

Solution File Name: No File Name Turbine Dimensional Data - Typical

Previous Page Next Page Close Display Input Definitions

Runner Diameter: 1545 mm Orientation: VERTICAL

Intake Type - SPIRAL CASE

Inlet Diameter: 2.29 meters
Inlet Offset: 2.22 meters
Centerline to Inlet: 2.71 meters
Outside Radius A: 3.36 meters
Outside Radius B: 3.12 meters
Outside Radius C: 2.72 meters
Outside Radius D: 2.25 meters

Draft Tube Type - ELBOW

Length: 8.25 meters
Exit Width: 4.36 meters
Exit Height: 1.70 meters
Centerline to Invert: 3.24 meters
Velocity at Draft Tube Exit (at Rated head and Discharge): 1.49 m/sec

Typical Runner Data -

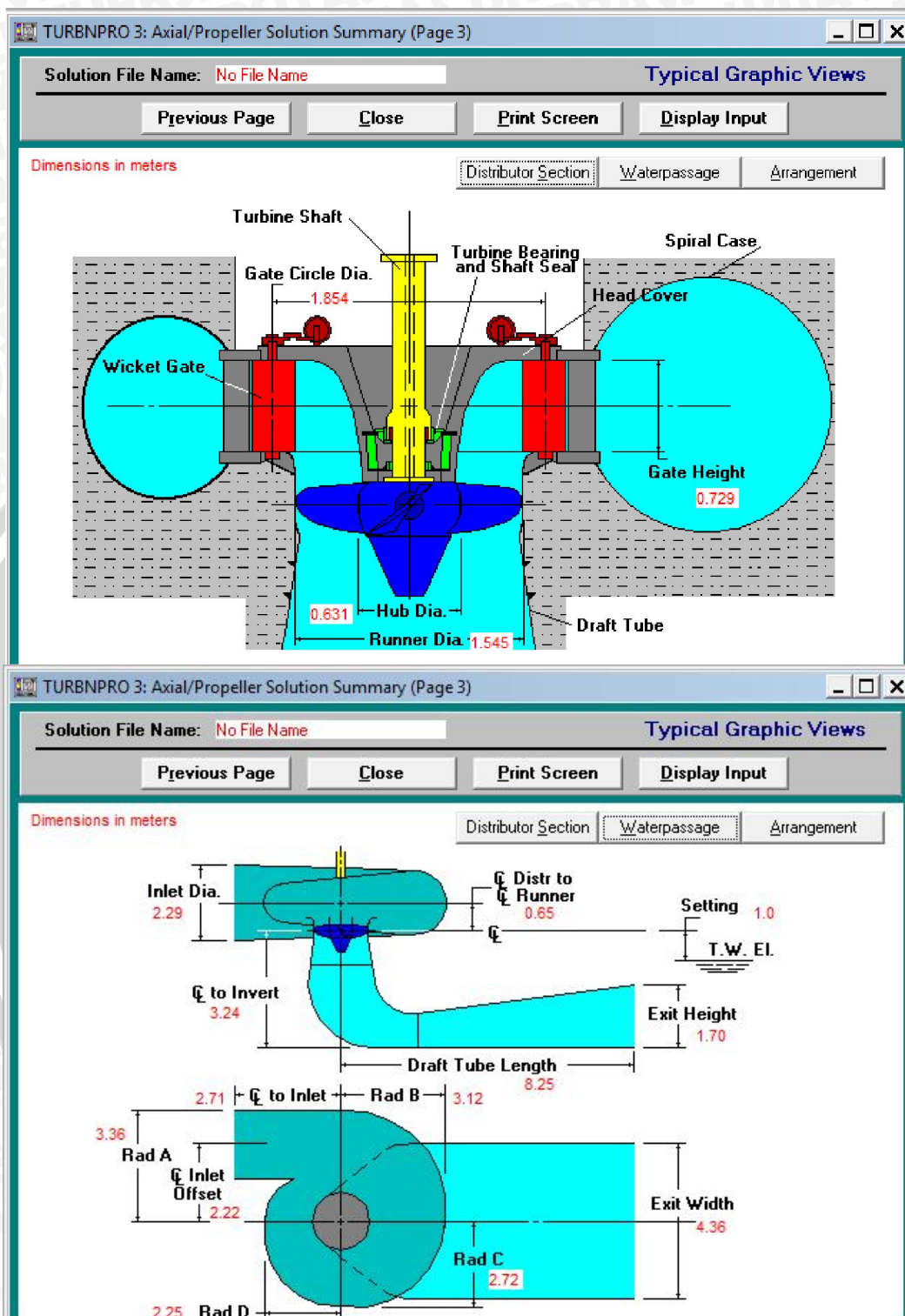
Number of Runner Blades: 4
Hub Diameter: 631 mm
Runner and Shaft Weight: 1704 kg
Centerline to Shaft Coupling: 3366 mm
Runner to Distributor Centerline: 649 mm

Miscellaneous -

Wicket Gate Height: 729 mm
Gate Circle Diameter: 1854 mm
Turbine Shaft Diameter: 164 mm
Maximum Hydraulic Thrust (under the Maximum Net Head): 2716 kg
Reverse Hydraulic Thrust (under the Maximum Net Head): 3205 kg

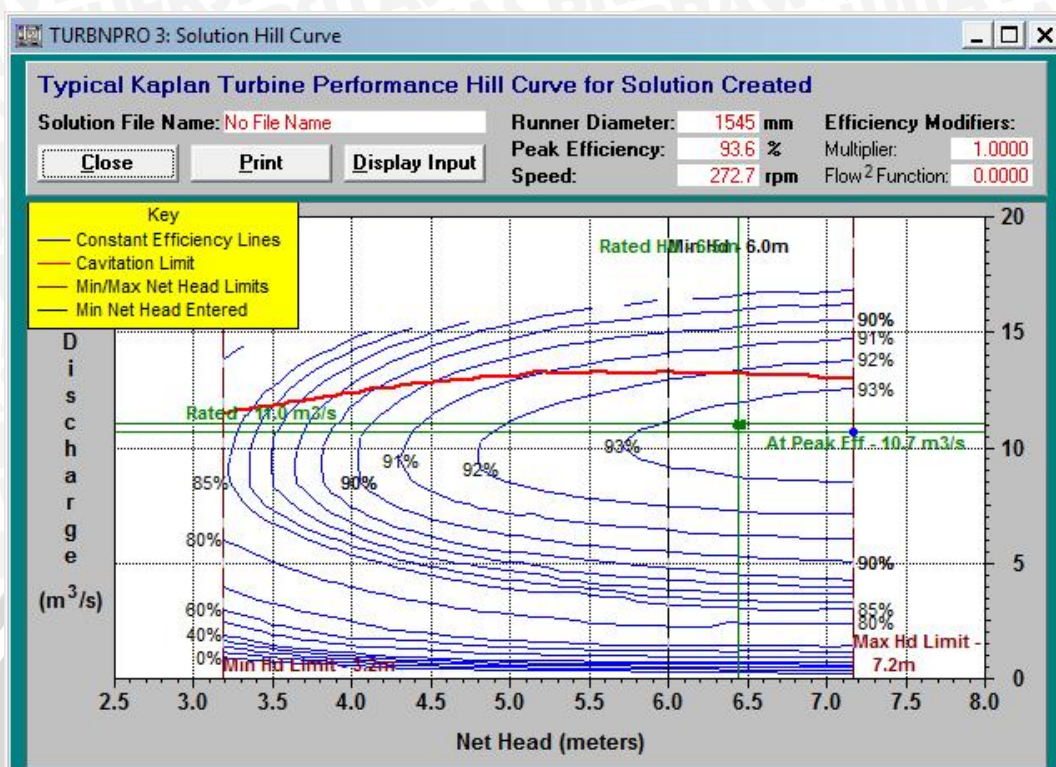
Gambar 2.57. Tampilan Ringkasan Desain TURBNPRO V3

2. Gambar desain



Gambar 2.58. Tampilan Gambar Desain TURBNPRO V3

3. Hill curve atau kurva performa turbin



Gambar 2.59. Tampilan *Hill Curve* TURBNPRO V3

