

**Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas**

**Facultad de Ingeniería Hidráulica**

**Departamento de Ingeniería Hidráulica**



## **TRABAJO DE DIPLOMA**

**Título: Procedimiento de selección tecnológica para  
pequeñas instalaciones de aprovechamiento  
hidrocínético en canales hidráulicos**

**Autor: Leticia Roche León**

**Tutor: Ing. István Gómez Ríos**

**Santa Clara**

**Escriba aquí el Año de la defensa**

**"Escriba aquí el nombre del año de la defensa"**

**2015**

**Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas**

**Facultad de Ingeniería Hidráulica**

**Departamento de Ingeniería Hidráulica**



## **TRABAJO DE DIPLOMA**

**Procedimiento de selección tecnológica para  
pequeñas instalaciones de aprovechamiento  
hidrocinético en canales hidráulicos**

**Autor: Leticia Roche León**

**Tutor: Ing. István Gómez Ríos**

**Santa Clara**

**Escriba aquí el Año de la defensa**

**"Escriba aquí el nombre del año de la defensa"**



Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería en Automática, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

---

Firma del Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

---

Firma del Tutor

---

Firma del Jefe de Departamento  
donde se defiende el trabajo

---

Firma del Responsable de  
Información Científico-Técnica

## PENSAMIENTO

*“(...) Hoy se trata de perfeccionar la obra realizada, partiendo de ideas y conceptos enteramente nuevos en el modelo de sociedad que el pueblo de Cuba se ha propuesto crear”*

*Fidel Castro Ruz*

## DEDICATORIA

- ✓ *A mis padres y hermano por las innumerables razones que me hacen amarlos y a la vez sentirme dichoso de tenerlos*
- ✓ *A toda mi familia, abuelos, tíos, primos, por ser mi orgullo y el motivo de mi alegría.*
- ✓ *A mi novio por todo el amor que me brinda, por apoyarme y comprenderme.*
- ✓ *A todos mis amigos por su apoyo incondicional brindado en cada una de los momentos difíciles y también buenos que se me han presentado en el transcurso de estos 5 años.*
- ✓ *A todos los que, de una manera u otra, han contribuido a mi formación durante la carrera y para la vida*

## AGRADECIMIENTOS

- ✓ *A mi tutor István que me ha apoyado y ayudado durante el desarrollo de esta tesis brindándome todo una gama de conocimientos que me han sido de vital importancia para mi formación y desarrollo de mi tesis.*
  
- ✓ *A todos mis compañeros de estudio, en especial a Rosali Blanco Prado y Tatiana Díaz Moya por su apoyo.*
  
- ✓ *A todas las personas que me brindaron ayuda en el momento en que lo necesitaba en especial a Rafael Matamoros.*
  
- ✓ *A todo el claustro de profesores que contribuyeron a mi formación durante estos cinco años.*

## **RESUMEN**

En el presente trabajo se elabora un procedimiento de selección de la tecnología a utilizar en localidades que prestan un potencia hidrocínético significativo. Mayormente en las zonas rurales se encuentran necesidades energéticas que incluyen un alto costo mediante los medios actuales de generación. Esto indica que la extracción de energía renovable presente en canales naturales o artificiales es una alternativa novedosa e indispensable en estos tiempos. Mediante una revisión bibliográfica que muestra el estrado del arte en este ámbito se confecciona una serie de criterios conformando pasos lógicos a seguir con el fin de analizar distintos aspectos. De esta forma se define un procedimiento basado en fundamentos teóricos que describen el medio e interpreta los resultados con una mayor aproximación. Además se aplica éste análisis sobre un caso de estudio ubicado en el canal Yateras, construido por la empresa de Recursos Hidráulicos de Villa Clara.

## **ABSTRACT**

In this work a procedure for selecting the technology to be used in locations that provide a significant hydrokinetic power is produced. Mostly in rural areas are energy requirements include a high cost by using the current generation means. This indicates that extraction of renewable energy in natural or artificial channels is an innovative and indispensable alternative in these times. Through a literature review showing the stage art in this area a number of criteria forming logic it is constructed to follow in order to analyze different aspects steps. Thus it based on theoretical foundations procedure describing the means and interprets the results with a closer defined. Besides this analysis on a case study located in the Yateras channel, built by the company of Water Resources of Villa Clara it is applied.

## TABLA DE CONTENIDOS

PENSAMIENTO .....	i
DEDICATORIA .....	ii
AGRADECIMIENTOS .....	iii
RESUMEN .....	iv
ABSTRACT.....	v
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO 1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	4
1.1 Energía Hidrocinética.....	4
1.1.1 Conversión de energía hidrocinética.....	5
1.1.2 Configuraciones de Rotores.....	5
1.1.3 Ventajas e inconvenientes de las turbinas de eje vertical .....	7
1.1.4 Ventajas e inconvenientes de las turbinas de eje horizontal.....	8
1.1.5 Utilización de Ductos.....	9
1.2 Generación de electricidad por corrientes de ríos y canales. ....	9
1.3 Antecedentes de pequeños aprovechamientos hidrocinéticos.....	11
CAPÍTULO 2. CRITERIOS Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE SELECCIÓN .....	17
2.1 Potencia disponible del fluido.....	17
2.2 Proceso de transformación de energía en turbinas hidrocinéticas .....	19

2.3	Producción de Energía vs. Producción de Potencia .....	20
2.4	Teoría de la cantidad de movimiento. Límite de Betz .....	22
2.5	Eficiencia del rotor .....	24
2.6	Relación de aspecto geométrico.....	27
2.7	Consideraciones para la ubicación .....	30
2.7.1	Estimación del recurso .....	30
2.7.2	Distribución de la velocidad en la sección transversal.....	33
2.7.3	Variación de la velocidad en una sección transversal .....	34
2.7.4	Criterios de ubicación del rotor .....	37
2.8	Aspectos de impacto. ....	38
2.9	Procedimiento de selección tecnológica. ....	39
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....		44
3.1	Caso de estudio: Obra de Sifón en canal Yateras .....	44
3.1.1	Selección de canal .....	44
3.1.2	Condiciones de operación.....	46
3.1.3	Selección del rotor .....	48
3.2	Plantilla del procedimiento .....	50
3.3	Tecnología seleccionada. ....	51
Conclusiones parciales.....		53
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....		54
Conclusiones .....		54
Recomendaciones .....		54
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....		55
REFERENCIAS ELECTRÓNICAS.....		58

ANEXOS .....60

Anexo I Plano de diseño del sifón en el canal Yateras .....60

Anexo II Inserte título del segundo anexo.....**Error! Bookmark not defined.**

## INTRODUCCIÓN

La energía es el motor impulsor del desarrollo del hombre y de las sociedades. Para su producción es imprescindible la utilización de recursos naturales, hecho que se ha puesto en evidencia especialmente a partir del siglo XX, donde se ha desarrollado un modelo de producción basado en la generación de energía mediante la combustión de combustibles fósiles no renovables, por lo que el mundo está llamado a la introducción de nuevas tecnologías que permitan la generación de electricidad capaz de suplantar las ya existentes, una de las formas más viables son utilizar la infraestructura existen como ríos lagos, vientos, canales. Las primeras aplicaciones de esta tecnología se remontan sobre los griegos que utilizaban el potencial hidrocínético de las corrientes de los ríos para la molienda de granos y otras actividades como el bombeo. Además de ser una fuente renovable se ha despreciado con respecto a otras tecnologías lo largo de la historia por el alto costo de sus instalaciones.

El desarrollo progresivo de la energía eólica ha impulsado la tendencia a nuevas tecnologías capaces de extraer el potencial cinético con la mayor eficiencia posible. Dicho avance se evidencia con la implementación de nuevas características aerodinámicas las cuales permiten adecuarse a condiciones específicas. A su vez, el uso de fluidos motrices como sustancias portadoras de energía cinética dio paso a la aparición de tecnologías eficientes con ventajas particulares llamadas turbinas hidrocínéticas.

Estas turbinas se caracterizan de tal manera que forman familias entre sí y a su vez se diferencian según su funcionamiento, posición y potencia. Desde el comienzo de la explotación de este potencial se destacan los países como el Reino Unido, Irlanda, Francia, España, Italia y Grecia, utilizando esta tecnología para el aprovechamiento de las corrientes marinas.

En la actualidad existe aún poca utilización de las mismas, aunque están bien definidos los beneficios que podrían brindar y su importancia para el futuro energético de la humanidad.

Cuba es un país rodeado completamente de costas irregulares, formado por bahías y canales que conducen el agua para uso de regadíos en la industria agrícola.

Estudios realizados por GEOCUBA y otros centros como la Universidad Central “Marta Abreu” de las Villas hacen referencia a una tecnología muy adecuada a las condiciones de Cuba, el mismo permite ser el paso inicial a la implementación de la energía hidrocínética en el ámbito nacional. De esta manera surge la necesidad de implementar a lo largo de nuestro archipiélago proyectos que incluyan la utilización de estas tecnologías. En la medida que se implementen los recursos económicos para dicha necesidad, el estudio puede constituir un gran adelanto para el desarrollo de estas turbinas en general.

**Problema científico:** ¿Cómo realizar el análisis de los factores que intervienen en la selección de la tecnología a utilizar en una instalación hidrocínética que conformen un procedimiento lógico a seguir?

Como solución al problema identificado se asume por **hipótesis general** que si se realiza una serie de criterios técnicos fundamentados sobre una base teórica adecuada es posible establecer un procedimiento de selección tecnológica que defina los aspectos constructivos generales de la instalación.

Para lo antes expuesto nos proponemos los siguientes objetivos:

**Objetivo general:**

Realizar un procedimiento de selección tecnológica de una instalación hidrocínética mediante recomendaciones técnicas y cálculos teóricos que plantea la bibliografía.

**Objetivos específicos:**

- ✓ Realizar una revisión bibliográfica que defina el estado del arte para pequeñas instalaciones de aprovechamiento hidrocínético.
- ✓ Confeccionar un procedimiento de selección tecnológica que contenga los fundamentos teóricos y técnicos del medio.

- ✓ Desarrollar el procedimiento para un caso de estudio discutiendo los resultados obtenidos.

En el presente trabajo se asume establecer los límites de alcance, para los cuales el autor considera enmarcar:

1. Estudio de selección técnica, que incluye parámetros geométricos para turbinas de eje horizontal y eje vertical.
2. Los canales naturales o artificiales apropiados deben ser pequeños o medianos con un caudal no superior de 15 m<sup>3</sup>/s.

## **CAPÍTULO 1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA**

La agricultura eficiente requiere electricidad. A medida que las zonas agrícolas crecen, la cobertura con una red no siempre es económica o técnicamente posible. Esto ha llevado a la introducción de equipos descentralizados - principalmente generadores de diésel. Hoy, los generadores de diésel sirven como la fuente principal de energía para muchas tareas agrícolas habituales, tales como el bombeo, embalaje o transporte, en muchos casos cerca o directamente al lado de fuentes de energía hidroeléctrica como ríos y canales.

Cuando el aprovechar fuentes de energía hidráulica es algo sencillo y rentable, rápidamente se convierten en alternativas viables a los generadores diésel. Un ejemplo obvio de la aplicación de la energía hidroeléctrica se encuentra en sistemas de riego. Estos a menudo requieren bombas de 1,5 a 30 kW, con tiempos de uso entre 8 y 24 horas - dependiendo de la semilla y el suelo - y con frecuencia se encuentra cerca de un flujo natural de agua.

### **1.1 Energía Hidrocinética**

La generación hidrocinética consiste en aprovechar la energía dada por la velocidad de una corriente de agua para producir electricidad (EERE, 2013). A diferencia de las tradicionales plantas hidroeléctricas en donde se aprovecha la energía potencial del agua almacenada para lo que se requiere la construcción de represas, la energía hidrocinética no necesita grandes infraestructuras ni obras civiles, implicando bajos costos de inversión, operación y mantenimiento. Adicionalmente tiene un impacto mínimo sobre el medio ambiente.

### 1.1.1 Conversión de energía hidrocínética

Una serie de conceptos han sido desarrollados para la conversión de energía de las corrientes de agua, siendo consideradas las turbinas hidrocínéticas como primera opción para dicha conversión (Khan et al, 2009). Análogas a las utilizadas para aplicaciones eólicas pero sumergidas en el agua, las turbinas hidrocínéticas tienen los mismos elementos constitutivos básicos: un rotor, una caja de velocidades y un generador.

La energía cinética de la corriente del agua pasando a través de las paletas provoca la rotación de la turbina. La caja de velocidades o caja multiplicadora es usada para convertir la rapidez rotacional del rotor en una salida de velocidad deseada para el generador, con el propósito de producir electricidad.

### 1.1.2 Configuraciones de Rotores

Considerando la dirección del flujo respecto al plano que contiene el eje de rotación, las turbinas hidrocínéticas pueden ser de dos tipos: flujo axial y flujo cruzado.

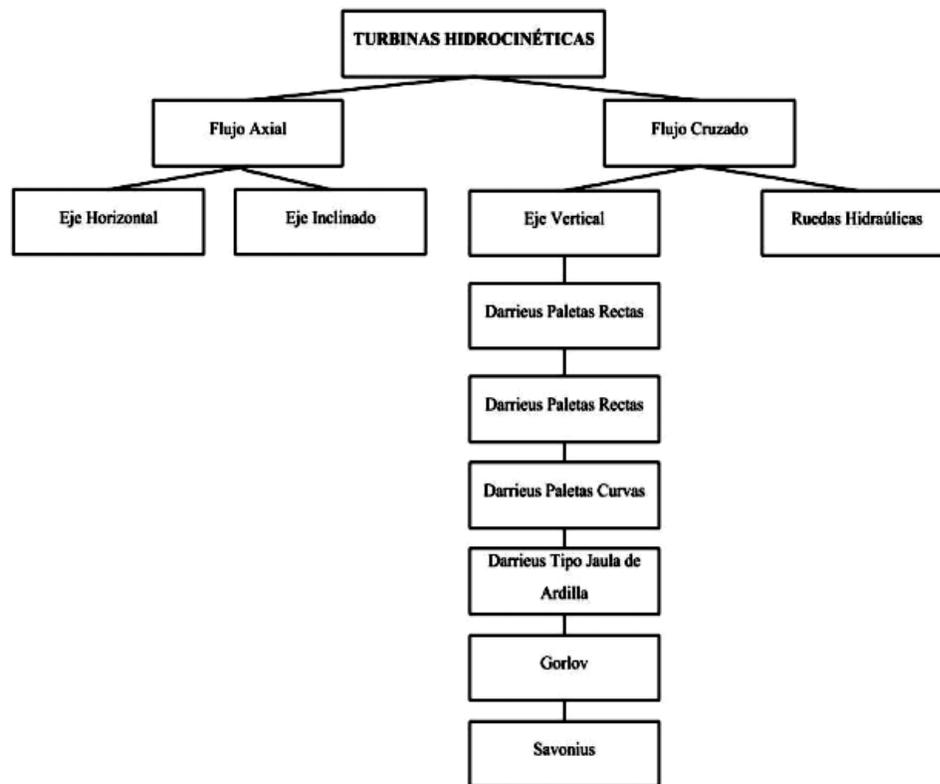


Figura 1-1: Clasificación de las turbinas hidrocínéticas (Khan et al., 2009)

Las turbinas de flujo axial tienen su eje de rotación paralelo a la dirección del flujo y emplean rotores tipo propela. Las turbinas de eje horizontal, usadas especialmente en los sistemas de aprovechamiento de corrientes de mareas, son muy similares desde el punto de vista de diseño y concepto a sus contrapartes eólicas.

Pueden utilizar estructuras para su anclaje requiriendo que el generador esté sumergido (véase Figura 1.2.b). También pueden utilizar mecanismos de flotación que permiten ubicar el generador por encima de la superficie del agua, Figura 1.2.d). Por su parte, las turbinas de eje inclinado, Figura 1.2.a) han sido puestas a prueba en numerosos estudios utilizando corrientes de ríos para la electrificación de zonas remotas (Khan et al., 2008).

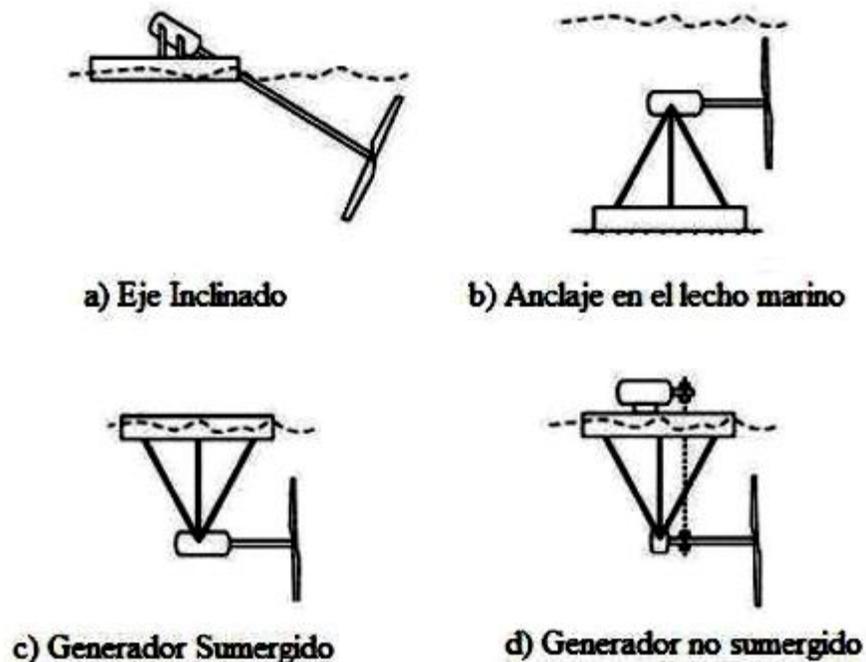


Figura 1-2: Turbinas de Flujo Axial (Hydrovolts, s.f.)

Las turbinas de flujo cruzado tienen su eje de rotación ortogonal al flujo y se caracterizan por rotar en un sólo sentido independientemente de la dirección del flujo. Dentro de las turbinas de eje vertical, las turbinas Darrieus con tres paletas rectas como las que se muestran en la Figura 1.3.b) y en la Figura 1.3.c) son las más utilizadas, las Darrieus con paletas curvas como la ilustrada en la Figura 1.3.d) son prácticamente

inexistentes para su funcionamiento en agua. Las Gorlov, patentadas en el 2001, son un concepto derivado de los rotores Darrieus pero diferenciándose por la forma helicoidal de sus paletas que generan una variación en el torque mucho más suave. Las Savonius, en cambio, son dispositivos de arrastre caracterizados por generar altos valores en el torque para bajas velocidades rotacionales y sus paletas pueden ser rectas o curvas. Otro tipo de turbinas de flujo cruzado son las llamadas ruedas flotantes que se caracterizan por tener su eje paralelo a la superficie del agua pero ortogonal al flujo. Son dispositivos de arrastre, mucho menos eficientes y que necesitan mayor cantidad de material en comparación con las turbinas de eje vertical (Sornes, 2010).

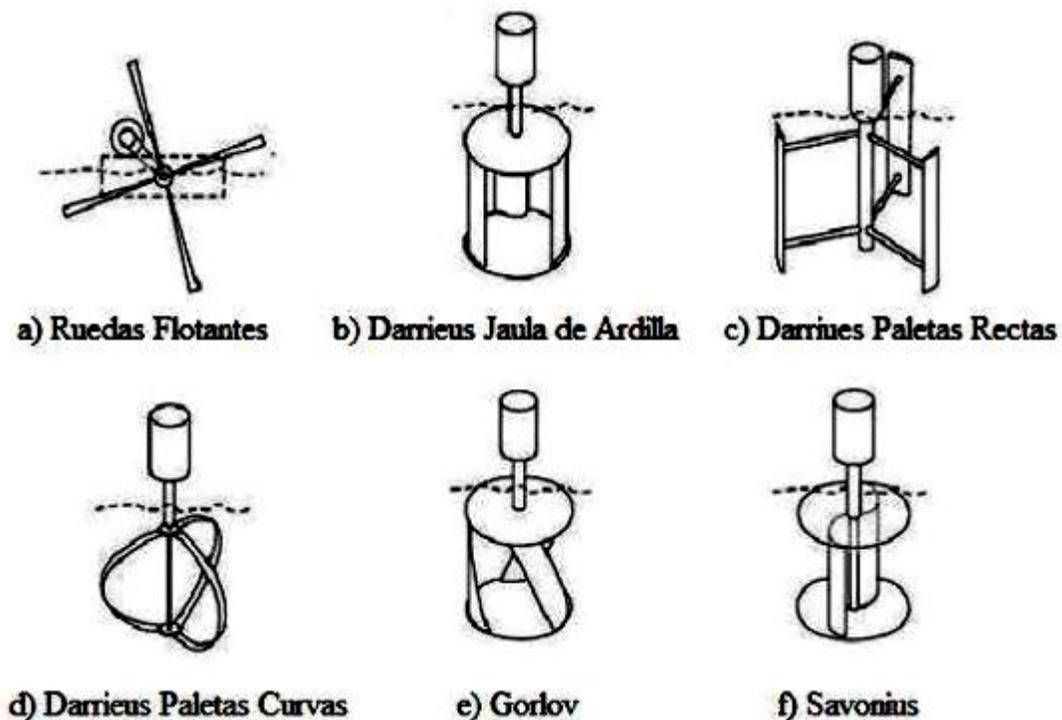


Figura 1-3: Turbinas de Flujo Cruzado (Hydrovolts, s.f.)

### 1.1.3 Ventajas e inconvenientes de las turbinas de eje vertical

Las turbinas de eje vertical presentan las siguientes características favorables

(Khan et al., 2009):

- a) **Simplicidad en el diseño**: Las turbinas Darrieus con paletas rectas hacen que el diseño sea potencialmente más simple y económico. Las turbinas de eje

horizontal utilizan paletas curvas que requieren de procesos de maquinado y manufactura mucho más delicados, lo que se traduce en un costo de fabricación más elevado

- b) Equipos de flotación y ductos: Se pueden utilizar ductos curvos o rectos en las turbinas Darrieus por su forma cilíndrica, que además pueden ser usados para el amarre y la flotación de la misma. Para turbinas de flujo axial los ductos, generalmente de forma angular no pueden ser utilizados para la flotación.
- c) Acoplamiento del generador: En las turbinas de eje vertical se puede acoplar la caja de velocidades, el generador y todo el equipo eléctrico en un extremo del eje permitiendo ser ubicados por encima de la superficie del agua, facilitando el mantenimiento y la reparación. En las turbinas de eje horizontal generalmente el generador está sumergido, por lo que requieren equipamiento especial cuyo costo es más elevado.
- d) Manejo del Perfil de Velocidades: Si la turbina opera en canales poco profundos la parte superior se expone a mayores velocidades del flujo con respecto a la parte inferior. Las turbinas de eje vertical, pueden adaptarse mejor bajo estas condiciones de operación.

Entre las desventajas asociadas a las turbinas de eje vertical destacan:

- a) Un desempeño pobre en la fase de arranque de la máquina.
- b) Fluctuación del torque significativa que a la larga lleva a problemas de vibraciones y fatiga.
- c) Pueden requerir de mecanismos externos para autoarrancar, bien sean del tipo eléctrico, mecánicos o electromecánicos.

#### **1.1.4 Ventajas e inconvenientes de las turbinas de eje horizontal.**

Las turbinas de eje horizontal presentan las siguientes características favorables:

- a) Elevados rendimientos hidrodinámicos.
- b) Posibilidad de adecuarse mediante ductos.
- c) Estabilidad de las cargas dinámicas, menores vibraciones.

Entre las desventajas asociadas a las turbinas de eje vertical destacan:

- Complejidad para la conexión de la transmisión y el generados, necesidad de sellos.
- Área de barrido limitada debido a su sección circular.
- Altos costo de inversión y mantenimiento.

### 1.1.5 Utilización de Ductos

El objetivo de la utilización de un canal para este tipo de turbinas consiste en aumentar la carga de velocidad dirigida hacia la máquina. En Figura 1-4 se muestran algunas de las formas de los canales utilizados, tanto para turbinas axiales como verticales. El lector interesado podrá disponer de mayor información en las siguientes referencias (Hydrovolts, s.f.), (Khan et al., 2009), (Sornes, 2010).

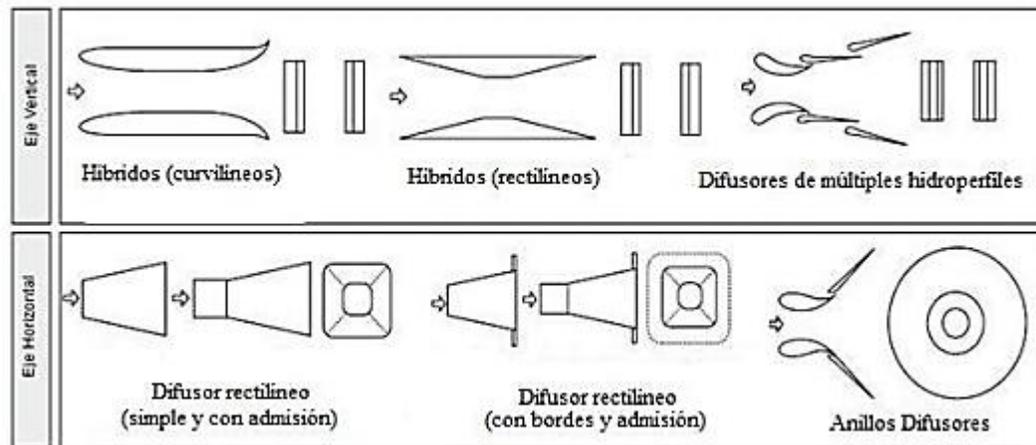


Figura 1-4: Formas de difusores (vistas tope y lateral) (Khan et al., 2009)

## 1.2 Generación de electricidad por corrientes de ríos y canales.

Los ríos han jugado un papel importante en la formación y asentamiento de las civilizaciones a lo largo de la historia, proporcionando a las áreas próximas, agua potable, alimentos y transporte. Como lo señala Khan et al. (2008) una breve mirada al mapa mundial, pone en manifiesto una correlación interesante que existe entre la población, la necesidad de distribución de electricidad, la pobreza y la ubicación de los ríos en lugares del sur de Asia, África Central y América del Sur. Muchos de los países en vías de desarrollo poseen ríos que transportan una cantidad significativa de agua durante el año. Un análisis cuantitativo detallado del río como fuente de energía revela su importancia

socioeconómica tomando en cuenta que cerca de 1.2 mil millones de personas, alrededor de un quinto de la población mundial no tienen acceso a la electricidad, y que de ese grupo 8 de cada 10 personas viven en zonas rurales (Outlook, 2011). Un mecanismo de bajo costo, como lo son las mini centrales que aprovechan la energía de los ríos, pueden mejorar el contexto energético en las zonas rurales. Se puede obtener un aprovechamiento energético de amplios intervalos de cursos fluviales en los que por diversas razones no se deba o no se pueda embalsar el agua, como por ejemplo (Cuenca, s.f.) :

- Cauces demasiado planos en los que sería difícil obtener un salto importante y que de ser embalsados anegarían extensas zonas de sus riberas.
- Ausencia de un emplazamiento adecuado para ubicar la represa a causa de terrenos con una sismología, geología o morfología adversas, o dificultades para construir la cimentación.
- Inviabilidad económica.
- Impacto social.
- Impacto en la navegación.
- Impacto ecológico.

En este tipo de generación la potencia entregada por unidad es típicamente mayor a 2 kW para velocidades de corrientes de 0,6 a 1,2 m/s, siendo ideal para el bombeo de agua, irrigación, iluminación, calefacción y otras áreas de usos potenciales. Las turbinas hidrocínicas no requieren de un mecanismo de viraje, pueden ser instaladas en cualquier emplazamiento con velocidades de corrientes mayores a los 0,5 m/s y tienen un impacto ambiental mínimo porque no suponen un obstáculo para la navegación ni para el movimiento de las especies migratorias (Sornes, 2010). Además de ser compactas, se caracterizan por ser modulares, es decir, pueden ser instaladas de forma que en conjunto generan una potencia considerable.

La elección del emplazamiento donde serán ubicadas las turbinas representa un inconveniente en la mayoría de los casos. La información actual disponible de los ríos a nivel mundial es insuficiente para desarrollar estas tecnologías. Se requiere de una

investigación de las propiedades temporales y espaciales del río, de su morfología, vida acuática, transporte, navegación, entre otros aspectos. La generación de electricidad por corrientes de ríos se encuentra todavía en etapas tempranas de desarrollo. La mayoría de los trabajos de investigación y desarrollo se orientan al diseño mecánico de turbinas y ductos, encontrándose muy pocos resultados sobre la efectividad de los sistemas en su totalidad.

### **1.3 Antecedentes de pequeños aprovechamientos hidrocinéticos**

La información sobre los aspectos técnicos y resultados de pruebas realizadas a turbinas hidrocinéticas de ríos es muy escasa y poco detallada si es comparada con la de los proyectos de generación por corrientes de mareas. Los primeros intentos en ríos comenzaron en los años 80 y estuvo a cargo compañía Thropton Energy Services y del Grupo de Desarrollo de Tecnologías Intermedias, ITDG ( Intermediate Technology Development Group). El prototipo inicial puesto a prueba consistía en una turbina vertical Darrieus de 4m de diámetro ubicada en el Sur de Sudán, con la cual se obtuvo resultados satisfactorios (Khan et al, 2008) (Maloka, 2012). Como consecuencia de falta de fondos para su financiación, el ITDG discontinuó la investigación. Peter Garman, que era el ingeniero encargado del proyecto, continuó los trabajos por su cuenta entre los años 1988 -1993 desarrollando una turbina axial con el eje inclinado aproximadamente unos 30° que fue utilizada para bombear y al mismo tiempo irrigar campos de cultivos en las tierras áridas de Sudán y Egipto sobre las riberas del río Nilo.

Luego de muchas mejoras y pruebas, estos equipos son una de las experiencias más destacable en el campo de generación con corrientes de ríos. Las turbinas Garman son fabricadas y comercializadas en países como Sudán, Egipto y Somalia. Además, se han instalado prototipos en países latinoamericanos como Perú, Colombia y Ecuador en proyectos desarrollados por el ITDG para el desarrollo de comunidades indígenas. Estos equipos se caracterizan por operar con velocidades de río entre 0,6 y 1,5 m/s pudiendo irrigar hasta 12 hectáreas de vegetales en 14 horas de trabajo diario. La máxima altura de bombeo es de 25 m. (Van Els et al., 2003) (Tiago F, 2003)



Figura 1-5: Turbinas Garman (Maloka, 2012)

En el ámbito regional, sobresalen los numerosos proyectos que Brasil ha desarrollado en los cuales se aprovecha los cauces naturales del gran número que posee su territorio. En general, las potencias de los dispositivos brasileños están en el orden de 1-2 kW de potencia instalada y son diseñados con el objetivo de abastecer de energía a poblaciones rurales (Van Els et al., 2003) (Tiago F, 2003).

Una de las experiencias más exitosas en este país fue llevada a cabo por el Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Brasilia, UNB, quienes desde 1991 han desarrollado diferentes prototipos de turbinas axiales y de flujo cruzado. Este grupo de investigación diseñó y puso en operación en 1996 una turbina hidrocínética de flujo axial que hasta el presente está funcionando atendiendo una posta médica en el interior del Estado de Bahía.



Figura 1-6: Modelos instalados de turbinas desarrolladas por la UNB para los experimentos de campo (Tiago F, 2003)

La máquina tiene un propulsor de 80 cm de diámetro y 6 paletas. Además posee un estator en la entrada que dirige el flujo de agua hacia un tubo de succión a la salida y conos en el centro de la máquina para minimizar la generación de turbulencia en la corriente de agua. El sistema produce energía eléctrica estable en 220 W de corriente alterna, suministrando típicamente 2 kW de potencia eléctrica dependiendo de las características del río, normalmente con una velocidad de corriente de 2 m/s. La tecnología desarrollada ha probado ser robusta y adecuada para las condiciones extremas, condiciones que son características en áreas remotas, funcionando ininterrumpidamente por varios años con un mínimo de mantenimiento (Tiago F, 2003).

En el año 2006 se inicia un proyecto a cargo de una organización no gubernamental llamada IPAM (Instituto de Pesquisa Ambiental da Amazonia). El prototipo de turbina Gorlov fue construido y posteriormente operado por los mismos residentes de la zona, obteniéndose resultados satisfactorios (Sornes, 2010) (Anderson S. , 2009). La organización sostiene que esta tecnología es confiable y se espera la construcción de cientos de estaciones de esta naturaleza a lo largo del Amazonas y de la costa del

Atlántico. El proyecto se encuentra todavía en fase piloto, no ha sido actualizado un reporte detallado sobre sus características y resultados.



Figura 1-7: Turbina tipo Gorlov utilizada en el río Amazonas en Brasil (Anderson S. , 2009)

El proyecto se denomina “Turbinas hidrocínéticas en cauces para la generación de energía eléctrica” está dirigido y coordinado por un comité director integrado por representantes del Instituto de Energía y de la firma INVAP Sociedad del Estado y colaboran en su ejecución la Municipalidad de Luján de Cuyo y el Departamento General de Irrigación.

El conjunto turbina-generator posee un largo de 1200 milímetros y el generador de 4.50 kilowatts de potencia se encuentra en el interior de una carcasa cuyo diámetro es de 300 milímetros. Esta carcasa tiene una forma hidrodinámica y está sostenida por un pilón de 1800 milímetros de largo que está solidariamente unido a la estructura de sostén tipo viga que cruza el canal en forma transversal. A su vez la viga descansa sobre dos bases de hormigón independientes de la estructura misma del canal. Éstas son las únicas obras civiles que son necesarias para este tipo de tecnología, a diferencia de las pequeñas centrales hidroeléctricas tradicionales que se componen de cámara de carga, tubería forzada, casa de máquinas y canal de restitución. El dispositivo ensayado tiene un rotor compuesto de 3 alabes y posee un diámetro del rotor hidráulico de 450 milímetros. Éste tiene el eje acoplado directamente al eje del generador. Por tratarse de una prueba piloto se utilizó un rotor de diámetro reducido para limitar la energía generada, la que a su vez se disipa en paneles con resistencias eléctricas.



Figura 1-8. Turbina hidrocínética de la firma INVAP

Fuente: <http://www.invap.com.ar>

La turbina de Smart Hydro Power ha sido diseñada específicamente para que se adapte a su entorno. No bloquea el flujo de agua en el río, y por lo tanto no representa obstáculo para la migración de peces o sus patrones de desove. La turbina puede ser elevada o sumergida en el agua para ajustarse a diferentes condiciones de flujo. También puede ser hundido, y posteriormente levantada de la cama del río. Esto permite una variedad de métodos de instalación. Un sistema de nivelación automática está disponible como accesorio opcional y puede mantener la posición óptima en el agua.



Figura 1-9: Turbina hidrocínética de la firma Smart Hydro Power

La turbina de 5 kW de Smart Hydro Power está construida alrededor de un robusto sistema de generador de eje horizontal. El exclusivo diseño patentado de la cubierta fue desarrollado y refinada con modelos de computadora y pruebas exhaustivas hidrodinámicas. Se optimizó la turbina con el volumen más pequeño posible pero suficiente grande para producir 5 kW. La turbina es capaz de producir hasta 5 kW de energía eléctrica a una velocidad río de alrededor de 2,75 m/s. Anclaje para las instalaciones flotantes se puede lograr con nuestro sistema de anclaje al vacío o mediante la fijación de estructuras existentes. En el caso de rotura de la cuchilla, debido a que el rotor sea dañado por objetos extraños, las cuchillas del rotor se pueden reemplazar individualmente a bajo costo. La velocidad del rotor también ha sido especialmente adaptada a las mejores directrices para la protección de los peces que pasan a través de la turbina.

### **Conclusiones parciales**

- Se define los conceptos de energía hidrocínética y sus tecnologías de aprovechamientos en cuanto a su clasificación y parámetros de funcionamiento.
- Se compara ambas tecnologías de forma general y atendiendo a sus ventajas y desventajas.
- Se realiza una revisión bibliográfica que definan la situación actual de las pequeñas instalaciones de aprovechamiento hidrocínético.

## CAPÍTULO 2. CRITERIOS Y FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE SELECCIÓN

Los parámetros de funcionamiento en una turbina hidrocínética definen la factibilidad de dicha tecnología en cuanto al comportamiento de la instalación. Por ello es necesario definir los fenómenos que intervienen en el rendimiento de las máquinas e interpretar los conceptos que describen el desempeño del sistema. Los factores que se incluyen en la selección del tipo de rotor y sus características de aspecto geométrico son sometidos a una serie de criterios que maximizan su efectividad.

### 2.1 Potencia disponible del fluido

Sea un tubo de corriente de sección recta  $A$ , perteneciente a un campo de flujo uniforme (acel. convectiva=0) y permanente ( $\partial V / \partial t = 0$ ) de velocidad  $V$ , como se aprecia en la Figura 2-1. La sección  $A$  está fija en el espacio y el fluido pasa a través de ella. Consideremos una sección móvil  $A'$  que se desplaza con el fluido a una velocidad de módulo  $V$ , de forma perpendicular a la anterior y sea  $\Delta t$  el tiempo que demora la sección  $A'$  en llegar a la posición  $A$ . La longitud recorrida por la sección  $A'$  será, entonces:  $L = V \cdot \Delta t$ . De este modo la masa fluida contenida en este volumen de control será:

$M = \rho \cdot A \cdot V \cdot \Delta t$  y su energía cinética:

$$E_{\text{cin}} = \frac{1}{2} \cdot M \cdot V^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot \Delta t \quad (2.1)$$

Donde:

$\rho$ : densidad del fluido ( $\text{kg/m}^3$ )

$A$ : área de la sección transversal ( $\text{m}^2$ )

L: longitud (m)

V: velocidad (m/s)

$\Delta t$ : tiempo que se emplea en recorrer L (s)

M: masa (kg)

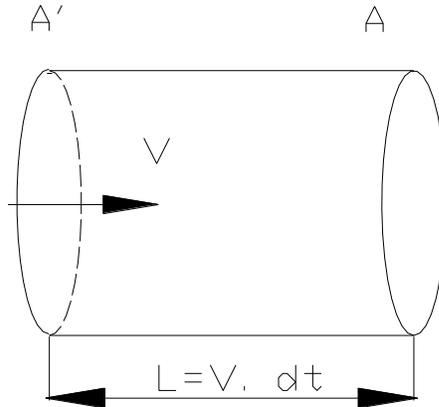


Fig. 2-1. Potencia de un volumen de control.

Dividiendo esta energía por el tiempo empleado en atravesar el tubo,  $\Delta t$ , obtendremos la potencia que posee el aire, de densidad,  $\rho$  al circular a través de un área A con una velocidad V:

$$P_{\text{Fluido}} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (2.2)$$

Ahora bien, de toda esta energía solamente una parte puede ser captada por una turbina. Si definimos, el coeficiente de potencia como la relación entre la potencia captada por la turbina y la potencia total disponible en el viento, entonces:

$$P_{\text{capt}} = C_p \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (2.3)$$

En cuanto a la naturaleza y valores de  $C_p$  existen diferentes teorías, algunas son más simples y otras son más complejas y elaboradas.

$C_p$ : El factor de capacidad es la verdadera energía producida en un año, dividido por la energía que produciría trabajando a su valor nominal durante el mismo año. Varía de 0,1 hasta 0,45.

$$C_p = \frac{P_{cap}}{P_{dis}}, \quad (2.4)$$

De este modo hemos definido la potencia que puede absorber el rotor de una turbina hidrocínética de la corriente de agua, contemplando solo aspectos hidrodinámicos.

Sin embargo, en el concepto global de una turbomáquina intervienen, además, fenómenos mecánicos y eléctricos por la incorporación a la misma de diferentes cadenas cinemáticas (cajas multiplicadoras por Ej.) y máquinas eléctricas (generador) respectivamente. Todo esto conduce a la incorporación de diferentes rendimientos,  $\eta_{mec}$  y  $\eta_{elec}$ , en la expresión de la potencia total de salida de una turbina hidrocínética. Así,

$$P_{total} = \eta_{mec} \cdot \eta_{elect} \cdot C_p \cdot \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (2.5)$$

por tanto la potencia que entrega el generador va a ser inferior a la que entrega el fluido.

## 2.2 Proceso de transformación de energía en turbinas hidrocínéticas

En la figura que a continuación se puede comprender claramente los distintos procesos de transformación que sufre la energía manipulada en una turbina hidrocínética y un esquema de sus componentes vitales. La energía es capturada en su forma primitiva como energía cinética del agua, punto 1 de la figura, hasta llegar a representarse por un determinado valor de tensión y corriente eléctrica, punto 4, pasando por diversas transformaciones mecánicas.

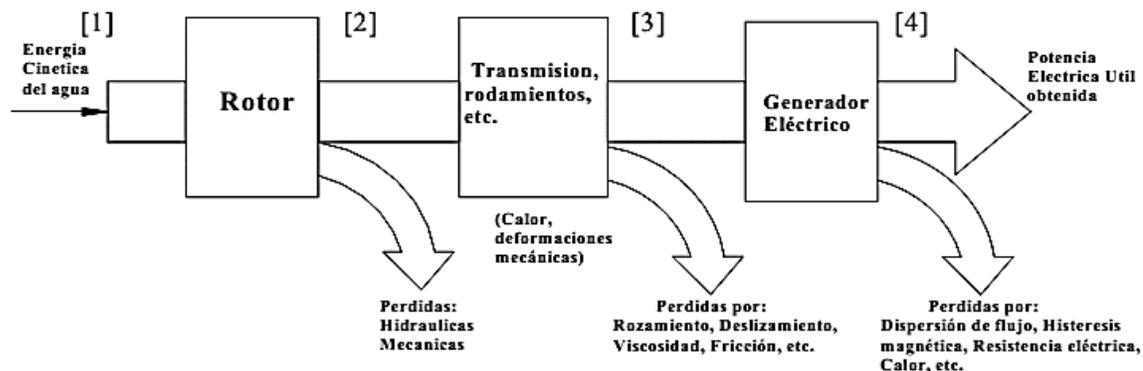


Figura 2-2. Esquema del proceso de transformación de energía

Para que una turbina de río o canal pueda realizar la conversión de la energía cinética del río en energía eléctrica para consumo humano, requiere de un conjunto de

componentes tales como: El rotor, las palas del rotor, la transmisión, el generador, el tablero de control, el regulador de carga, el banco de baterías y el convertidor de corriente alterna en continua (diodos rectificadores).

### 2.3 Producción de Energía vs. Producción de Potencia

Las turbinas se clasifican por su potencia, pero el valor de una turbina en un sitio determinado se evalúa por su producción anual de energía. (Ec. 2.3) Uno de los indicadores de las capacidades de producción de una turbina hidrocínética es el diámetro de su rotor, que determina el área barrida, también llamada Área Capturada.

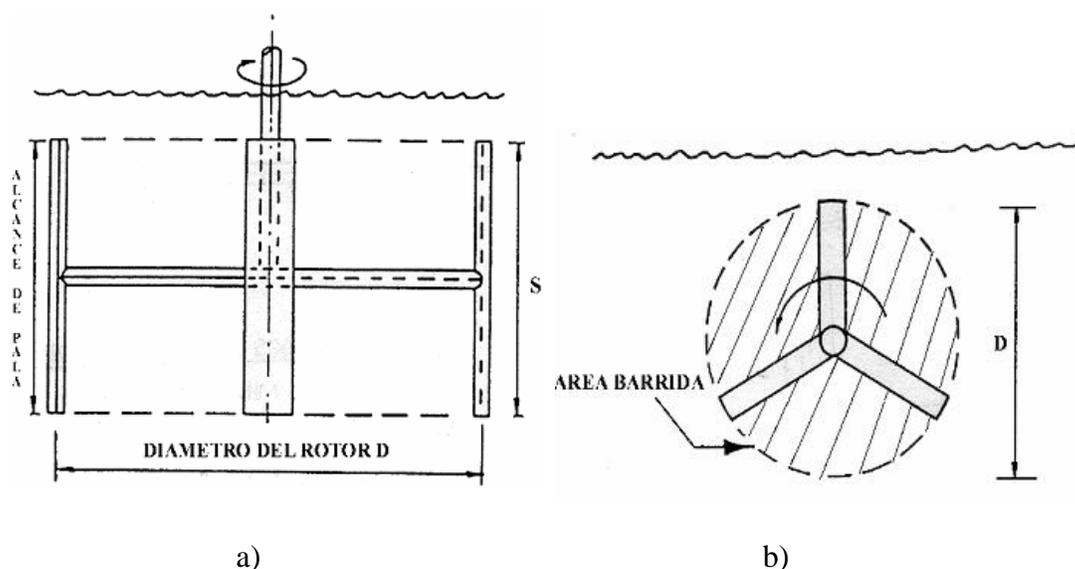


Figura 2-3: Áreas de barrido para a) Rotor vertical recto, b) Rotor horizontal.

$$A_{cap} = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \text{ Para rotores de eje vertical} \quad (2.6)$$

$$A_{cap} = S \cdot d \text{ Mayormente en rotores de eje vertical y palas rectas} \quad (2.7)$$

Si una turbina ha sido evaluada y posee una potencia de diseño o nominal de 100kW, pero su diámetro es tan pequeño que no puede capturar esa potencia hasta que el viento llegue a 18 m/s, la turbina no va a producir una razonable cantidad de energía anual. Porque este valor de velocidad media es obvio que no soplara todo el año.

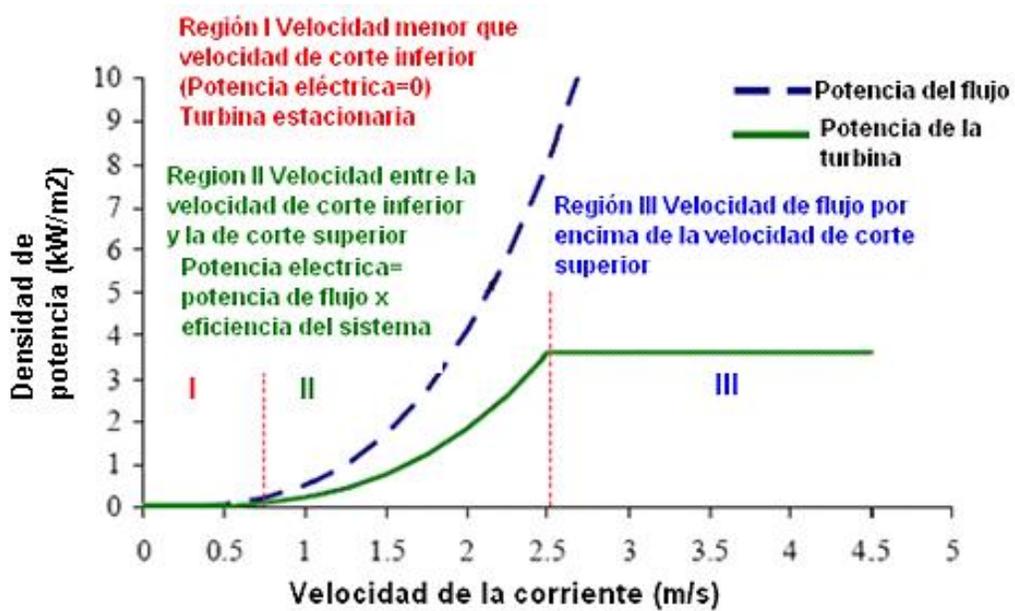


Fig. 2.-2. Valores típicos de potencia de salida de una turbina en función de velocidad del flujo

La energía producida depende también de muchas otras características de diseño, incluyendo:

- Velocidad de corte inferior (cut-in): a la cual comienza a producir energía.
- Potencia que produce a velocidades moderadas: que depende de la forma y geometría de las aspas.
- Velocidad de corte superior (cut-out): a la que debe ser detenida para su protección.
- Características operativas: ciclos encendido-apagado de baja velocidad, comportamiento de detención y confiabilidad general.
- Eficiencia del generador y de la caja de engranajes.

La velocidad de corte inferior es la velocidad a partir de la cual el generador es conectado para producir electricidad. Si el fluido es por debajo de esta entonces no se aprovecha para generar electricidad en algunos generadores es de 1m/s en otros es de 3m/s y algunos tienen otra velocidad de corte inferior.

La potencia que produce la máquina a velocidades moderadas depende de la geometría de las aspas y no siempre el aerogenerador trabaja con la velocidad donde su eficiencia es máxima. Existe además una velocidad de corte superior que es una velocidad por encima de la cual la máquina se desconecta por razones de seguridad. Estas velocidades altas por tanto son desaprovechadas.

Las características operativas también influyen en el comportamiento de las maquinas con los ciclos encendido-apagado de baja velocidad, y el comportamiento de detención y confiabilidad general. Por último aunque la eficiencia del generador y de la caja de engranajes sea alta tampoco es del 100% por tanto aquí también existen pérdidas.

#### **2.4 Teoría de la cantidad de movimiento. Límite de Betz**

La energía del flujo en un sitio no se puede extraer totalmente para la producción de potencia. El por ciento extraíble se encuentra limitada por la geometría del canal, no se puede llenar de rotores la sección transversal representativa, además es necesario tener en cuenta las consideraciones ambientales, los patrones de la circulación no pueden ser cambiados.

Los investigadores británicos han estimado que para reducir al mínimo los efectos de las turbinas aguas arriba y aguas abajo, la energía media anual extraída del flujo debe estar entre un 10 y un 20% del flujo total disponible. Con objeto de este estudio, Electric Power Research Institute (EPRI) ha seleccionado el punto mediano entre estas dos estimaciones, o sea el 15%, como la cantidad máxima de energía que se puede extraer de una corriente de marea sin contribuir a afectaciones ambientales.

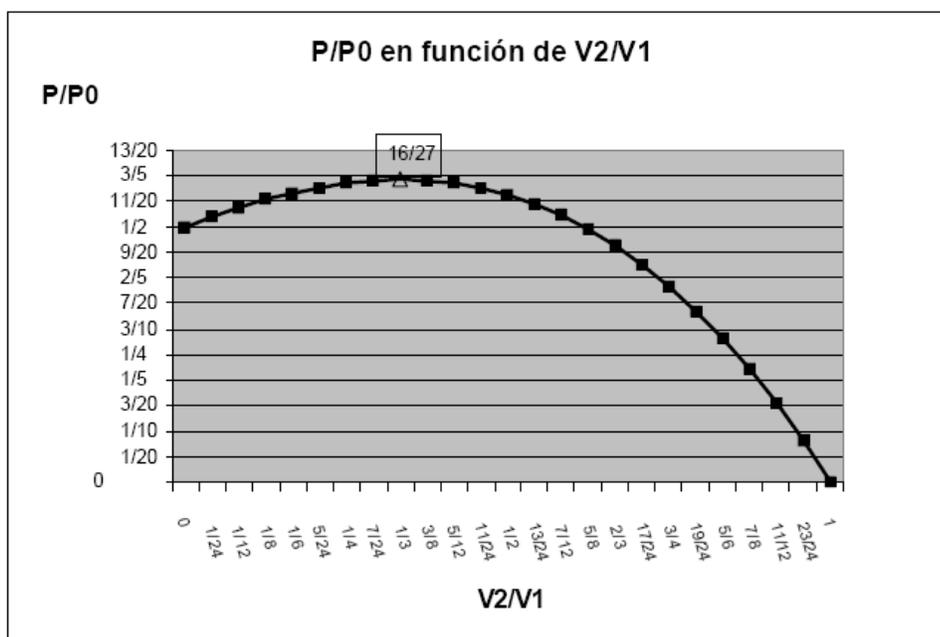
El menor de los factores antedichos determina el máximo recurso energético de marea extractable de la corriente en una localización dada. Para los sitios donde se persiguen la extracción de energía de las mareas con fines comerciales, la extracción del 15% será el factor limitante.

Cuanto menor sea la velocidad de salida, mayor será la energía cinética que “roben” los álabes del rotor. Idealmente podríamos frenar completamente el agua y obtener toda su energía cinética, pero entonces no habría flujo. En el extremo opuesto, podríamos maximizar el caudal eliminando los obstáculos de su camino -caso de interponer un aro en

lugar de un rotor- pero entonces no obtenemos potencia alguna. Para estudiar cuál es la potencia cedida máxima vamos a utilizar el cociente entre la potencia cedida al rotor y la que atravesaría esa misma sección si el rotor no estuviese allí. A este cociente se le llama coeficiente de potencia  $C_p$ .

$$C_p = \frac{P}{P_{\max}} = \frac{\frac{1}{4} \rho A_r \left( \frac{v_1 + v_2}{2} \right) (v_1^2 - v_2^2)}{\frac{1}{2} \rho A_r v_1^3} = \frac{1}{2} \left( 1 - \left( \frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right) \left( 1 + \left( \frac{v_2}{v_1} \right) \right) \quad (2.7)$$

Esta última expresión es denominado Límite de Betz (1927) y expresa que: "La máxima potencia que se puede obtener, en teoría, de una corriente de flujo con una turbina ideal nunca puede superar al 59,26% de la potencia del flujo incidente. Este límite de Betz ha sido cuestionado debido a que el modelo es muy sencillo y se han propuesto otros modelos. La realidad ha demostrado que aún con los mejores diseños no se ha logrado superar el 48% de la potencia del flujo incidente y cuando por razones de fabricación se debe modificar levemente la configuración óptima este valor desciende al 42%. En la actualidad para determinar las características más significativas de cada tecnología diversos autores han propuestos diferentes métodos según sus particularidades. La teoría más general es la que toma en cuenta los diferentes aspectos de eficiencia y los planteamientos teóricos de la ley de Betz.



### Figura 2-3: Definición del límite de Betz

Si representamos esta relación en función de  $(v_2/v_1)$  figura 2-2 se observa que el valor máximo de  $P/P_{max}$  es de 0.59 y se obtiene para  $v_2/v_1=1/3$ , donde el radio del tubo de corriente aumenta en un factor de 1.73

La aplicación de esta teoría nos da una aproximación máxima para el rendimiento de la turbina. Hasta este momento no se ha tratado todavía ningún aspecto constructivo, por tanto, el valor de 0.59 será un máximo teórico.

En la práctica este valor deberá estar afectado por los rendimientos de los distintos componentes del sistema: Turbina, multiplicador (si lo hay), alternador, transformador y por ello no se podía esperar en ningún caso más de un 50% como rendimiento global.

## 2.5 Eficiencia del rotor

Es el componente más importante de la Turbina, su función es extraer del río una fracción de su energía cinética convirtiéndola en energía mecánica que será entregada luego a un generador eléctrico. El Rotor puede estar constituido por dos o tres palas con sección transversal en forma de perfil aerodinámico. Uno de los problemas más significativo en términos de la confiabilidad y larga duración de los rotores es el problema general de la fatiga. Las uniones son particularmente el foco de los problemas de fatiga local acelerados por la vibración que aparece cuando hay embalamiento.

Las curvas de distribución de energía demuestran que se puede extraer muy poca energía de las velocidades de corrientes altas, lo que hace poco práctico diseñar un sistema que opere a velocidades mayores que una cierta velocidad máxima. Esta velocidad es generalmente el punto donde el sistema cesa de operar y el rotor se detiene para protegerse de las altas velocidades.

Las curvas de potencia características demuestran que es posible seleccionar un diámetro de rotor que proporcione la potencia deseada a cualquier velocidad de corriente libre. Mientras menor es la velocidad de diseño mayor deberá ser el diámetro del rotor necesario para entregar una potencia específica, pero el costo se incrementa a medida que este diámetro aumente. Tampoco es conveniente diseñar una turbina para velocidades muy bajas ya que

las curvas de distribución de energía muestran que es poca la energía que se puede extraer de ellos.

La aerodinámica y por supuesto la hidrodinámica también introdujo el uso de números adimensionales para describir los parámetros de diseño asociados al flujo de corriente libre. Uno de los parámetros comunes en el análisis aerodinámico es el TIP SPEED RATIO o factor de velocidad periférica adimensional, también conocido como celeridad.

Relación de velocidad que viene dada por:

$$\lambda = \frac{\Omega * R}{V} \quad (2.8)$$

Donde  $\Omega$ , Velocidad de rotación de las palas, R radio de la turbina, V velocidad del fluido.

Este un término que sustituye al número de revoluciones por minuto n del rotor; sirve para comparar el funcionamiento de máquinas hidrocineticas diferentes, por lo que también se le suele denominar velocidad específica. El TSR indica que la periferia de la pala circula a una velocidad TSR a veces mayor que la velocidad de la corriente de fluido y es la relación entre la velocidad periférica ( $V_p$ ) de la pala ( $R * \Omega$ ) la del punto más exterior sobre la misma a partir del eje de rotación, y la velocidad v del fluido.

Una definición anteriormente mostrado es el coeficiente de potencia, que representa la influencia que la turbina ejerce en el fluido, resultando determinante en la cantidad de potencia que este es capaz de extraer de una corriente de fluido, dando una idea del rendimiento de la máquina para una velocidad de viento dada. Es decir, para una velocidad de corriente libre concreta, una turbina dará una potencia máxima en los máximos del coeficiente de potencia  $C_p$ .

Con el uso de este factor adimensional de velocidad periférica se puede ignorar la velocidad de rotación y diámetro del generador y analizar la eficiencia del rotor de forma más general. La siguiente figura da una comparación del rendimiento de los diversos tipos de rotores que han sido construidos.

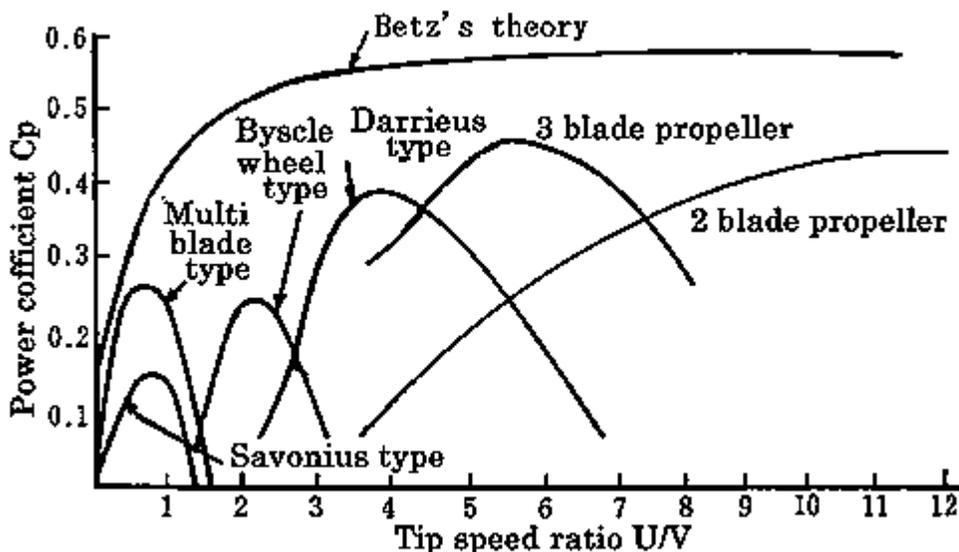


Figura 2-3. Rendimiento de los tipos de turbinas.

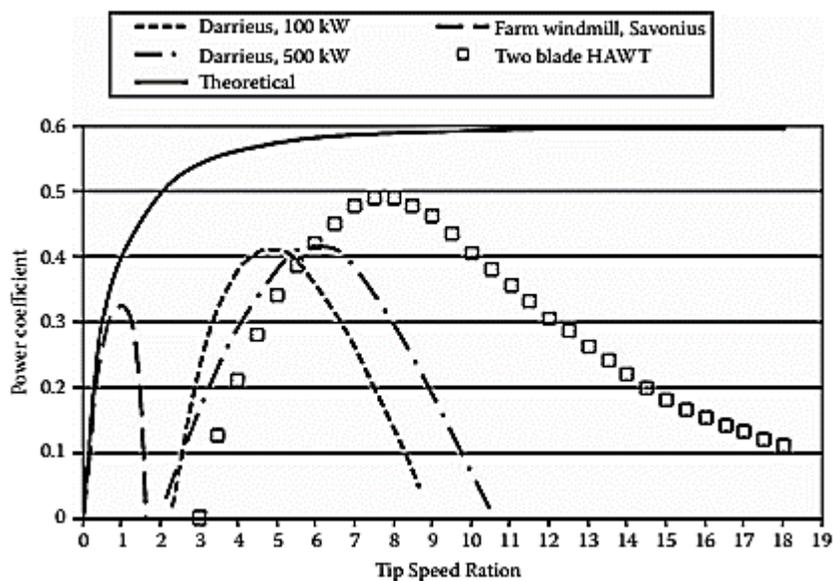


Figura 2-4: Valores experimentales de  $C_p$  para distintos rotores.

La característica que define a un aerogenerador específico es su curva de potencia, que nos da la potencia que es capaz de suministrar el aerogenerador para cada velocidad de corriente libre. Hay que hacer la observación de que muchas veces se utiliza como parámetro para definir el tamaño de una turbina su potencia nominal sin hacer ningún tipo de referencia sobre la velocidad del fluido para la que se consigue dicha potencia, lo cual puede inducir a error si tratamos de comparar máquinas con igual potencia nominal

conseguidas a distinta velocidad de corrientes libres. Por lo tanto para poder comparar dos máquinas es necesario disponer de sus curvas de potencia completas. La curva de potencia eléctrica de salida se puede obtener de manera teórica a partir de la curva  $C_p - \lambda$ , conocida la velocidad de giro de la máquina, rendimiento del tren de potencia y, o bien el ángulo de calado de la pala en el rotor (máquinas de paso fijo), o la potencia nominal de la máquina (máquinas de paso variable). Estos parámetros de funcionamiento, a los que hay que añadir las velocidades de arranque y de corte de la máquina son seleccionados dependiendo del diseño de la máquina y atendiendo al régimen de vientos del lugar para que la energía extraída sea máxima.

El coeficiente torsor ( $C_q$ ) está relacionado con el coeficiente de potencia según la expresión:

$$C_q = \frac{C_p}{\lambda} \quad (2.9)$$

de manera que así como el coeficiente de potencia da una idea de la potencia que el aerogenerador extrae del fluido, el coeficiente torsor da una idea del par transmitido al eje como consecuencia de esa absorción de potencia. Como la potencia en el eje es:  $\text{Potencia} = \text{Par} * \Omega$ , teniendo una idea de la potencia absorbida y del par transmitido, sabemos también la velocidad de rotación de la máquina, por lo que una relación entre  $C_q$  y  $\lambda$  nos dará una idea de la clase de máquina ante la que estamos. Todo esto está relacionado con el número de palas en el rotor, ya que un mayor número de ellas, para igualdad de potencia, transmite gran par a baja velocidad de rotación, mientras que con pocas palas, transmitirá bajo par a alta velocidad. Unas y otras, no son ni mejores ni peores, sencillamente tienen distintas aplicaciones. En cuanto a la energía eólica las máquinas multipala y los rotores savonius son útiles en aplicaciones como el bombeo de agua, mientras que las de pocas palas son las empleadas en producción de electricidad.

## 2.6 Relación de aspecto geométrico.

La solidez es un parámetro geométrico con un importante rol sobre el desempeño del rotor. Se define como la sombra obtenida al proyectar todas las paletas perpendicularmente a un plano paralelo al eje de la máquina. También puede verse como

la relación que existe entre el área total de las paletas y el área barrida por la turbina (Kirke, 1998).

Solidez para rotores verticales:

$$\sigma = \frac{Z \cdot c}{2 \cdot r}$$

(2.10)

Solidez para rotores horizontales:

$$\sigma = \frac{Z \cdot c}{\pi \cdot r}$$

(2.11)

Este parámetro que representa la relación entre la superficie de los perfiles y la superficie barrida por estos. Como se ilustra en la Figura 2-4 a medida que el valor de la solidez es mayor, las turbinas operan en un rango óptimo de  $\lambda$  más estrecho. Los rotores con altos valores de  $\sigma$  implican un mayor costo por unidad de salida de energía ya que requieren mayor material para barrer un área dada y se caracterizan por entregar potencias muy bajas. Sin embargo, tienen un relativo buen desempeño en la fase de arranque de la máquina (rotores Savonius). Para valores de  $\sigma < 0,3$  el coeficiente de potencia es menos sensible a los cambios de  $\lambda$  que puedan ser causados por una repentina variación de la velocidad de corriente del flujo (Kirke, 1998).

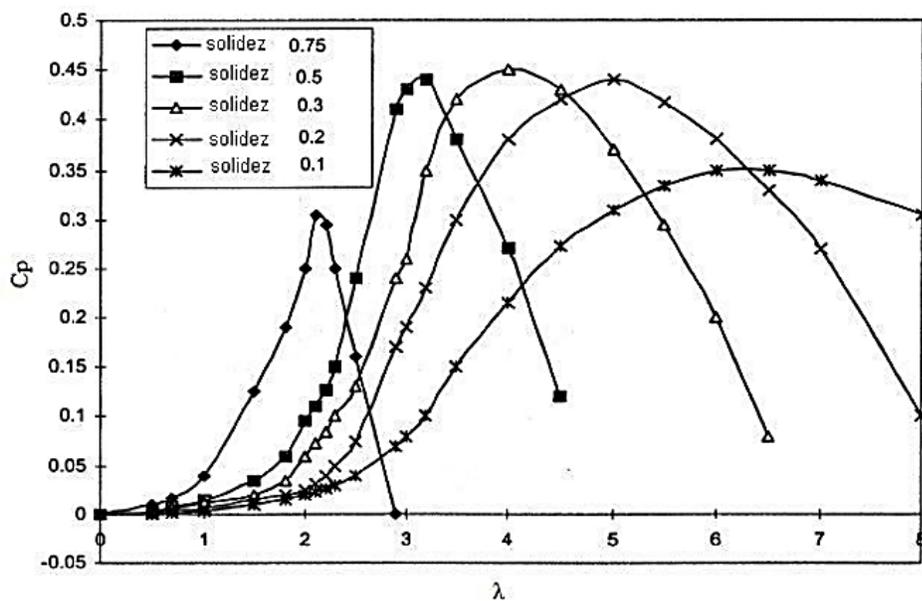


Figura 2-4: Efecto de la solidez para una turbina de eje vertical (Kirke, 1998)

Cuando una máquina eólica dispone de un número determinado de palas  $Z$ , la superficie total de las mismas se puede calcular mediante la expresión:

$$A_{pala} = A_{barrido} * \sigma \quad (2.12)$$

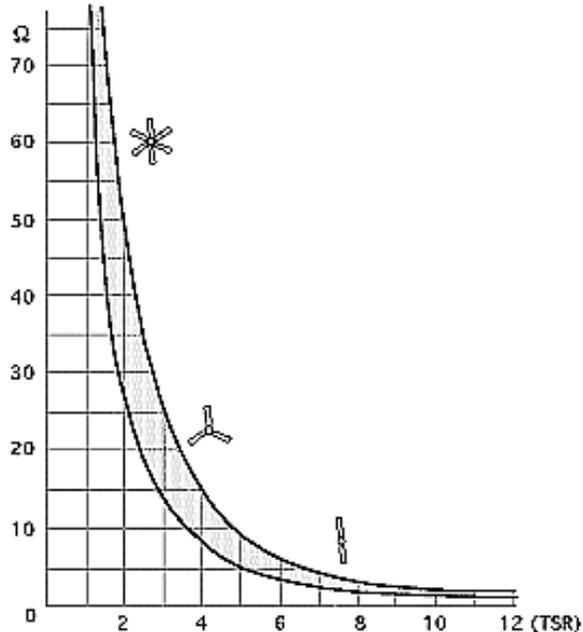


Figura 2-5: Relación entre el coeficiente de solidez y la celeridad.

Para obtener la superficie de una pala se divide el área total así obtenido por el número de ellas. El coeficiente de solidez ( $\sigma$ ) guarda una relación inversa con el TSR. En la Figura 2-5 se ha hecho una representación en función del nº de palas, sin tener en cuenta sus características; sin embargo, en los actuales aerogeneradores con valores del TSR mayores de 10 la solidez es del orden de 2,5 por ser las palas muy esbeltas.

Los parámetros que influyen en la velocidad angular de las turbinas son:

- El tamaño del rotor, en términos del diámetro del rotor.
- La celeridad  $\lambda$  o TSR, que se escoge a conveniencia del diseño a desarrollar. Para generar electricidad se trabaja con valores de  $\lambda$  de al menos 10, mientras que para bombeo de agua, se usan valores de alrededor de 5.

Tabla 2.1: Parámetros de numero de palas recomendados

Celeridad ( $\lambda_0$ )	Nº de alabes recomendados (Z)
1	6-20
2	4-12
3	3-6
4	2-4
5-8	2-3
8-15	4-2

## 2.7 Consideraciones para la ubicación

El desempeño entregado por una máquina de este tipo no solo depende de que tan bien trabajen sus componentes sino también de la ubicación del conjunto inmerso en el recurso, desempeñando un papel fundamental en el aprovechamiento de la energía disponible. El entorno de trabajo de estos equipos, por su característica de convertidor de energía hidrocínética, es al paso de una corriente subacuática de agua, sea de mar o de río.

### 2.7.1 Estimación del recurso

Preselección del sitio: Las ubicaciones típicas de las plantas hidrocínéticas son canales estrechos o pasajes entre dos masas de tierra, o entradas a bahías a través de las cuales fluyen cantidades substanciales de corriente de agua. Una característica principal y necesaria para la selección del sitio del proyecto es la disponibilidad del recurso el cual es función de las velocidades de las corrientes, y por lo tanto de la densidad de potencia, tanto como el área de sección transversal, en general ancho y profundidad.

Densidad anual promedio de potencia: Para estimar este promedio es primero necesario conocer la velocidad de las corrientes superficiales en función de la hora del día y la temporada. Para algunas ubicaciones existen datos disponibles por parte de entidades de carácter meteorológico o geográfico. La densidad de potencia para un flujo con una velocidad conocida puede ser fácilmente calculable como se indica en la sección anterior. Los cálculos deben tomar en cuenta la variación de la velocidad inmediata con la profundidad y la variación horizontal del área de sección transversal del

canal. Esto conlleva a un estimado de densidad de potencia promedio de la corriente, promediada la profundidad y promediada el área de sección transversal.

Extrapolación del historial de velocidad en una sección de canal variada: En ocasiones las bases de datos tienen completamente caracterizadas secciones transversales de canales amplios. Por el contrario, las máquinas pueden dar mejor desempeño en secciones reducidas donde el equilibrio de la ecuación de continuidad puede predecir velocidades de corriente mucho mayores a las conocidas. Para estos casos se implementa la teoría de canal abierto, extrapolando las velocidades de corriente predichas de los canales más importantes para contar con una caracterización completa en sitios donde existe el potencial para un proyecto.

Asumiendo que el flujo se desacelera uniformemente y es subcrítico (Número de Froude  $<1$ ), se pueden aplicar un par de ecuaciones fundamentales de canal abierto. La ecuación de conservación de la masa que expresa que el flujo volumétrico  $Q$  [ $m^3/s$ ] permanece constante y es igual a la velocidad de la corriente a profundidad promedio  $V$  [ $m/s$ ] por el área de la sección transversal del canal  $A$  [ $m^2$ ].

Ecuación de continuidad (Conservación de la masa).

$$Q = V * A \quad (2.13)$$

Área de sección transversal del canal.

$$A = h * W \quad (2.14)$$

Donde  $h$  es la profundidad y  $W$  es el ancho del canal. La conservación de la energía en canal abierto se expresa por la ecuación de Bernoulli:

Ecuación de conservación de la energía.

$$\left( z_1 + h_1 + \frac{V_1^2}{2 * g} \right) = \left( z_2 + h_2 + \frac{V_2^2}{2 * g} \right) + h_f \quad (2.15)$$

Donde las pérdidas por fricción  $h_f$  se consideran despreciables. Esta ecuación se ilustra en la Figura 2-1.

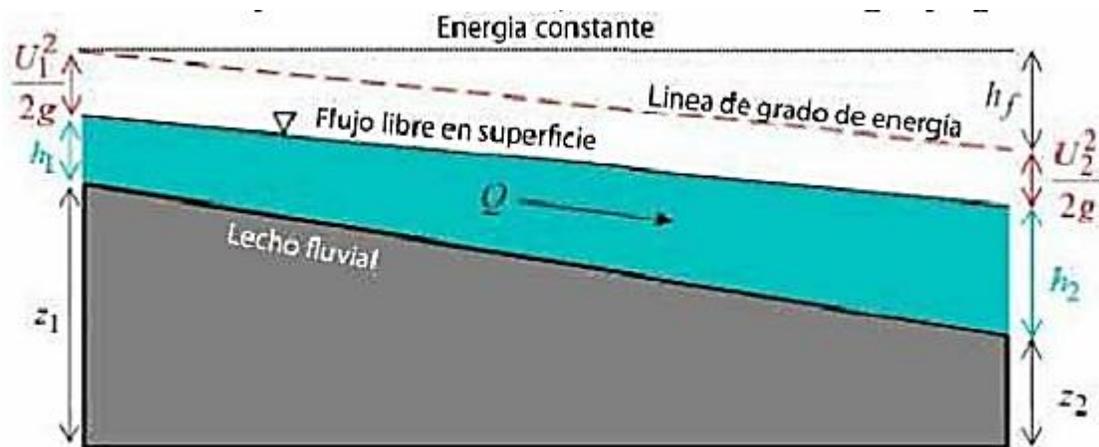


Figura 2-6. Teoría de flujo en canal abierto; Ecuación de energía y figura ilustrativa.

Asumiendo una pérdida por fricción  $h_f$  despreciable entre las dos secciones, si la elevación del lecho y el ancho del canal son conocidos, la profundidad del flujo  $h_1$ , y la velocidad promedio  $V_1$  a esta profundidad son conocidos en la sección 1, entonces la profundidad de flujo  $h_2$  y la velocidad del fluido  $V_2$  de la sección 2 pueden ser calculados gracias a las ecuaciones anteriores de continuidad y de conservación de la energía.

Escribiendo la ecuación de continuidad en términos de ancho de canal y profundidad se obtiene la expresión:

Ecuación de continuidad.

$$W_1 * h_1 * V_1 = W_2 * h_2 * V_2 \quad (2.16a)$$

Despejando  $h_2$  y poniéndolo en términos de  $V_2$ ,

Ecuación para determinar  $h_2$  de la ecuación de continuidad.

$$h_2 = \frac{W_1 * h_1 * V_1}{W_2 * V_2} \quad (2.16b)$$

Sustituyendo esta expresión para  $h_2$  en la ecuación de energía lleva a una ecuación con dos raíces reales, de las cuales solo una concuerda con las condiciones de flujo en la sección 1.

### 2.7.2 Distribución de la velocidad en la sección transversal.

En la sección normal de una conducción libre la velocidad no es uniforme, debido a que en cada punto el vector velocidad es diferente y por tanto la energía y el momentum de dicha distribución no uniforme de velocidades son diferentes de los que produciría una distribución uniforme.

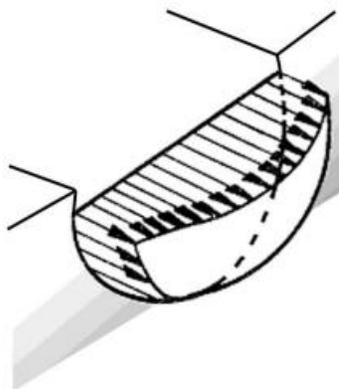


Figura 2-7. Distribución de la velocidad en una sección transversal

Por otra parte, la distribución vertical de presiones puede, en muchos casos, considerarse que cumple la ley hidrostática; sin embargo, en casos de pendientes fuertes o curvaturas en el perfil longitudinal del canal, el valor de la presión en un punto se ve afectado.

Las propiedades hidráulicas más importantes de una sección son la distribución de velocidades, la velocidad media, la energía y el momentum correspondientes y la distribución de presiones. Para determinar las propiedades hidráulicas relacionadas con la velocidad del flujo es necesario conocer la velocidad en cada punto de la sección normal, la cual se obtiene mediante diferentes instrumentos diseñados para ese fin.

La velocidad media puede calcularse una vez que se conoce la distribución de velocidades en la sección. Para esto, se calcula la velocidad media en una sección calculando la velocidad media en cada una de las verticales que componen la sección, figura 2-6.

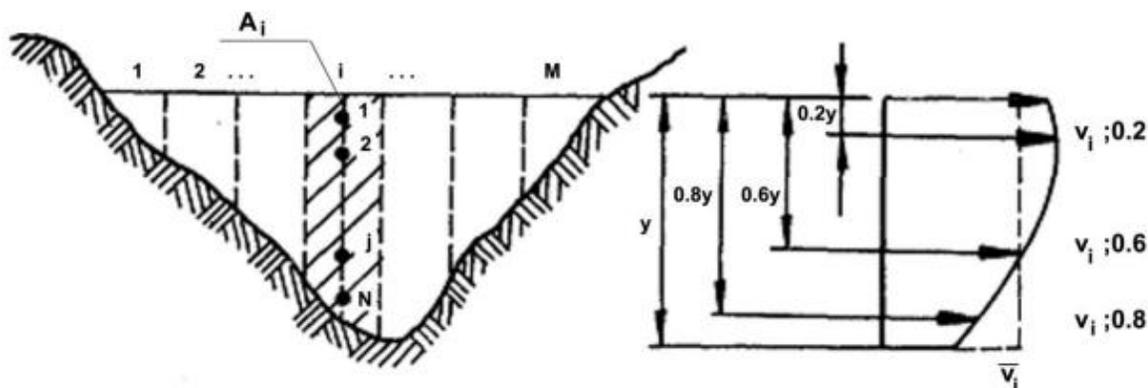


Figura 2-8: Medición de la velocidad en la vertical de una sección.

Existen formas de cálculo aproximado que permiten estimar este parámetro utilizando pocas observaciones, y que generalmente son engorrosas. Una de estas formas se basa en el hecho empírico de que la velocidad puntual en una vertical al 60 % de la profundidad ( $0.6y$ ) es aproximadamente igual a la velocidad media en dicha vertical como puede observarse en la figura 2-8. Otra de las formas consiste en suponer que la velocidad media en una vertical es el promedio de las velocidades puntuales al 20% y 80% de la profundidad en dicha vertical ( $0.2y$  y  $0.8y$ ).

$$V_i = \frac{V_{i(0.2y)} + V_{i(0.8y)}}{2} \quad (2.17)$$

Existen, por otra parte, métodos mucho más refinados para hacer cálculos más precisos, y una amplia variedad de equipos para llevar a cabo estas mediciones, en las que se destaca el empleo del láser, el ultrasonido y técnicas basadas en medidores electromagnéticos.

### 2.7.3 Variación de la velocidad en una sección transversal

Las velocidades en una conducción libre no están uniformemente distribuidas en su sección, debido a la presencia de una superficie libre y a la fricción que se produce entre el agua y las paredes de la conducción; además, influyen la pendiente del canal y las variaciones de sección, de pendiente y de dirección. La máxima velocidad se desarrolla entre el 5 y el 25 % de la profundidad de circulación y mientras más ancho es el canal más próximo a la superficie tiene lugar esta velocidad máxima.

En la figura 2-7 se muestra una sección transversal en la cual están dibujadas las isótacas correspondientes a un gasto determinado.

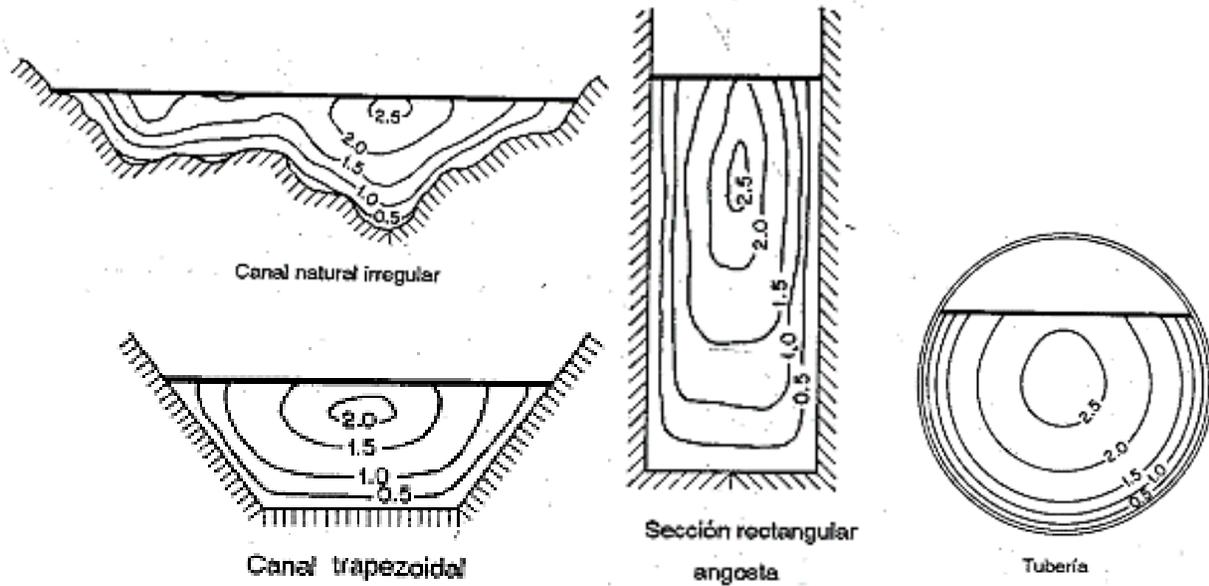


Figura 2-9: Curvas comunes de igual velocidad en diferentes secciones de canal.

La figura 2-8 muestra el modelo general de la distribución de velocidades para varias secciones en un canal rectangular y las curvas de igual velocidad para la sección transversal dicha.

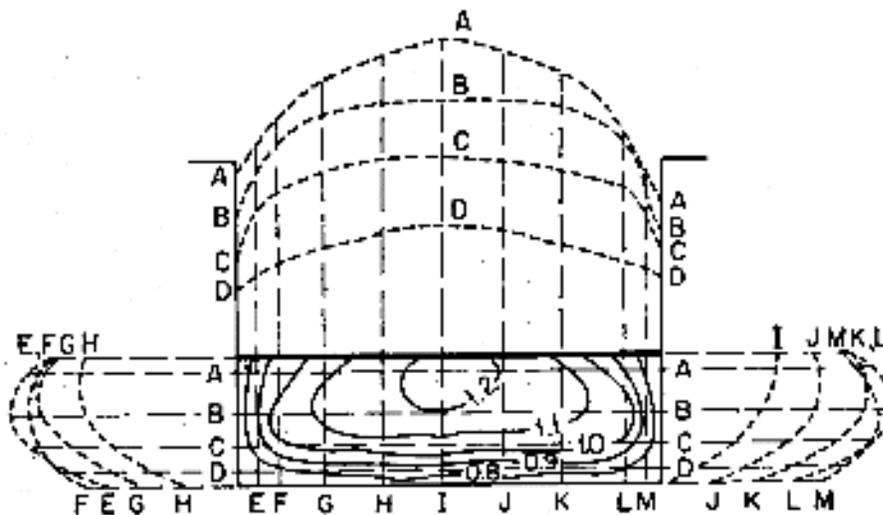


Figura 2-10: Distribución de velocidades en una sección rectangular.

La rugosidad de las paredes de la conducción afecta la distribución de la velocidad; a medida que un canal es más rugoso, a mayor profundidad se encuentra la velocidad máxima y menor es su valor. La variación de dirección de un canal ocasiona el surgimiento de corrientes secundarias, que imprimen un movimiento de rotación al agua, debido a la componente de la velocidad tangencial al plano de la sección transversal.

La velocidad promedio en el espacio viene dada por:

$$V_{med} = \frac{1}{A} \iint V dA \quad (2.18)$$

Donde:  $v$  es la velocidad promedio en el espacio para un instante de tiempo dado.

Muchos de los problemas en las conducciones libres pueden resolverse simplificando el campo de velocidades, a un campo unidireccional y en otros casos a campos bidimensionales, por lo cual formas más simples de las ecuaciones básicas del flujo son comúnmente empleadas con acierto sin tener que tomar en cuenta las componentes de la velocidad en los tres ejes de coordenadas.

En experiencias llevadas a cabo desde el siglo XVIII se verificó que en las conducciones libres con régimen permanente y uniforme la velocidad media de circulación es proporcional al radio hidráulico elevado a una cierta potencia y a la pendiente del fondo del canal, elevada a otra potencia. Puede afirmarse que existe una relación directa entre la velocidad media y la fuerza cortante que se ejerce sobre el lecho del canal. Son numerosos los ensayos y experimentos realizados en una amplia variedad de tipos de canales en busca de los coeficientes y exponentes que permitan la utilización práctica de estas fórmulas. Especial atención se le dedicará a las fórmulas de Chezy y de Manning que son en gran medida las más utilizadas mundialmente.

La forma más conocida y usada de la ecuación propuesta por Chezy es:

$$V_{med} = C * \sqrt{R * S} \quad (2.19)$$

El coeficiente  $C$ , al igual que la  $f$  de Darcy, depende de la rugosidad de la conducción y del número de Reynolds. Además, es de esperar que varíe con la geometría del canal;  $R$  es el radio hidráulico de la sección transversal y  $S$  la pendiente de fondo.

En 1889 el ingeniero irlandés Robert Manning presentó en una reunión de la Institución de Ingenieros Civiles de Irlanda, la fórmula que se identifica por su nombre. Esa fórmula fue posteriormente simplificada y expresada en sistema métrico de la forma siguiente:

$$V_{med} = \frac{1}{n} * R^{\frac{1}{3}} * S^{\frac{1}{2}} \quad (2.20)$$

Donde el coeficiente  $n$  de rugosidad, se conoce como  $n$  de Manning. La fórmula de Manning es ampliamente usada en Gran Bretaña y en el continente americano. En la década del 30 fue propuesta en Estocolmo para uso internacional.

#### 2.7.4 Criterios de ubicación del rotor

Una vez decidida la locación en el canal, la idea es obtener la mejor producción posible. Para esto se pasa a considerar un par de cualidades que brinda una sección transversal del canal. Las velocidades más altas se encontrarán bajo la superficie aproximadamente entre el 5 % y el 30% de la profundidad como se definió anteriormente. Las áreas de menor velocidad serán las próximas a las orillas y al lecho del canal.

Esto sucede en general para una sección transversal. Ahora, se pueden obtener mejores resultados escogiendo una buena sección. Las que tienen un área de sección transversal menor tendrán mayor velocidad por la ley de continuidad. Es decir, el mismo volumen de agua pasa a través de un área más pequeña a la misma tasa de descarga que la de un área de sección transversal más grande, entonces el agua debe de moverse más rápido. Como se observa en las figuras.

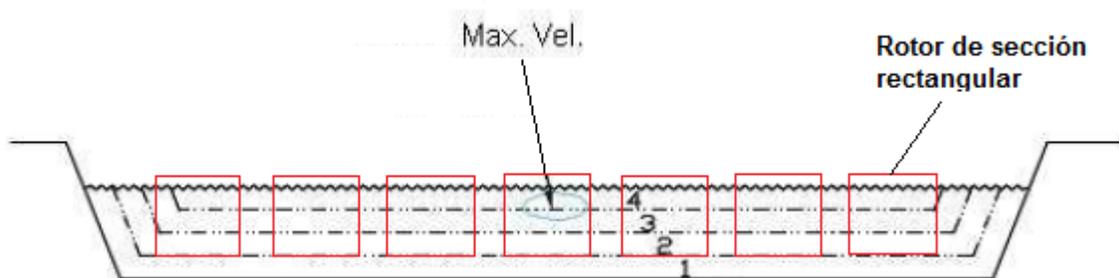


Figura 2- 11: Niveles de velocidad de la corriente en sección transversal con secciones de rotores rectangulares.

Existen canales con estrechamiento o dispositivos instalados los cuales variarán las velocidades y deben ser considerados como lugares a analizar ya que un estrechamiento del canal hace que su velocidad aumente y por ende aumenta el potencial de generación ejemplo lo vemos en la figura 2-10.

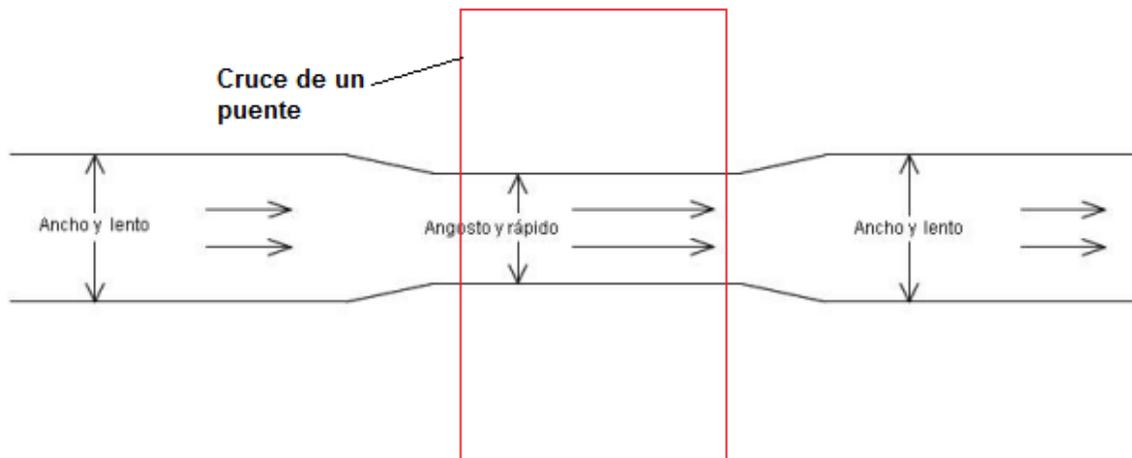


Figura 2-12: Cambio de velocidad en un cruce de puente del canal.

## 2.8 Aspectos de impacto.

### Impacto visual

Esta es una tecnología completamente innovadora, pues hoy en día en todo el mundo son muy pocas las turbinas hidrocínéticas que pueden haber instaladas sean superficiales, flotantes o sumergidas. Por este motivo, no existe aún una gran población que haya sido sometida a un paisaje donde abundan estos dispositivos. Considerando que estos dispositivos son principalmente generadores de pequeña escala, por debajo de la picogeneración, podremos concluir que son máquinas poco voluminosas impidiendo que esta misma sea un foco de contaminación visual. Adicionalmente, existen diversas maneras de instalar las turbinas. Entre estas los montajes flotantes y anclados al fondo pueden ser los más indicados para impactar lo menos posible en este sentido.

## **Impacto ambiental**

Las pequeñas turbinas hidrocínicas llamadas turbinas de río o canales, son tecnologías limpias porque generan energía eléctrica a partir de recursos renovables. Sin embargo, por más limpios que sean los materiales de construcción y el proceso dentro de la máquina, el simple hecho de que esta ocupe un ambiente natural no convencional para estructuras de este tipo es lo que genera impacto ambiental. Por otro lado, el proceso requiere de un elemento mecánico que es la turbina, la cual tiene un movimiento de rotación constante y es proporcional a la velocidad de la corriente libre. Se podría pensar que este movimiento podría perjudicar el libre tránsito de fauna acuática en algunos casos pero afortunadamente, contrario a los generadores eólicos, estos elementos tienen un movimiento lento pero con gran torque. Pensando en obtener una mayor producción eléctrica y al igual que como ocurre con las turbinas eólicas se puede ir a una escala mayor mediante la implementación de más máquinas puestas en disposición tal que puedan implementarse “granjas hidráulicas”.

### **2.9 Procedimiento de selección tecnológica.**

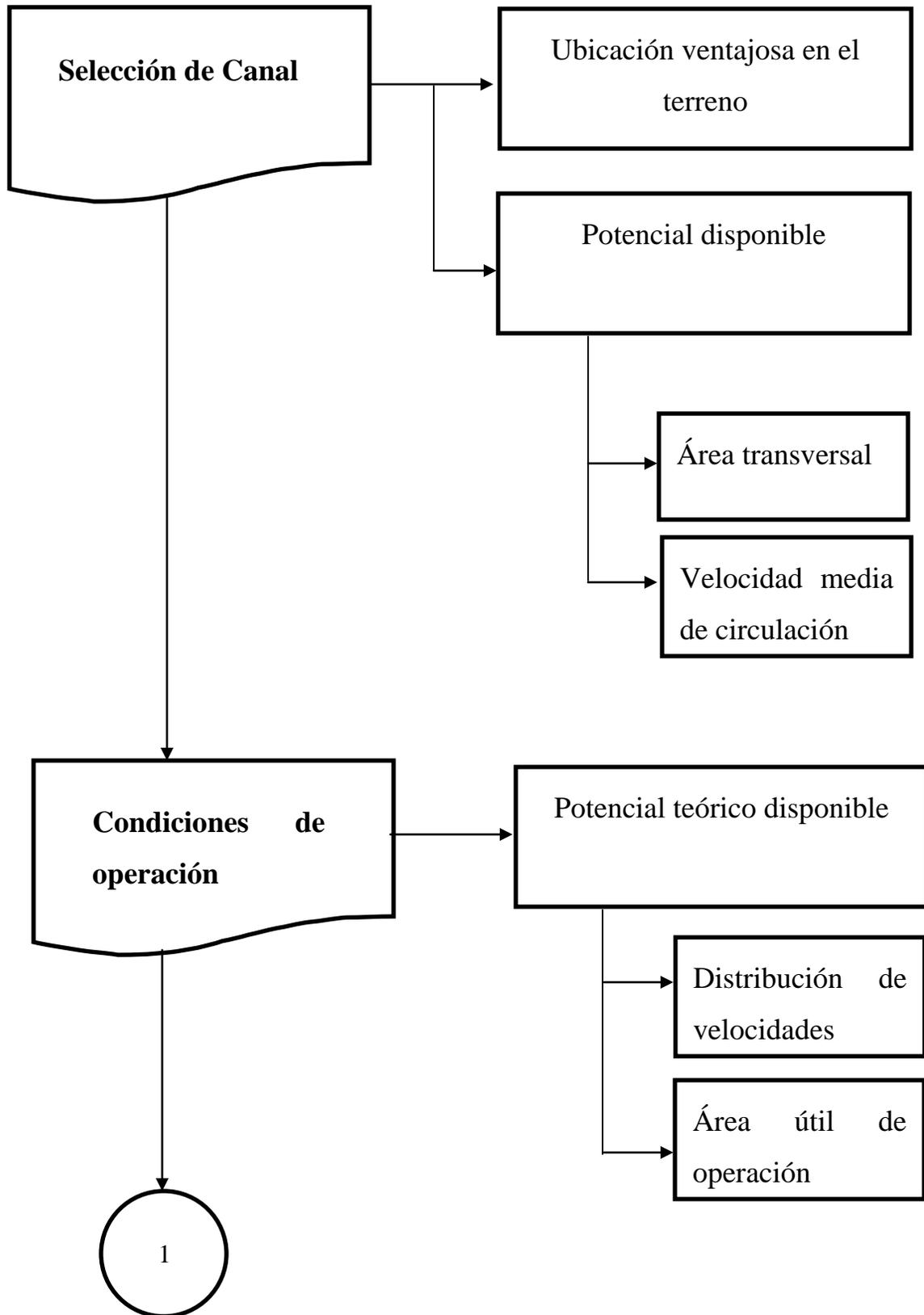
Inicialmente se realiza un estudio local que incluya la necesidad energética en las cercanías de una sección ventajosa del canal en estudio. Esto indica que la previa justificación de la instalación en función de los requerimientos de alguna aplicación es fundamenta en la proyección de este tipo de obras. Luego de analizar este aspecto se procede a identificar una sección ventajosa que viabilice el proyecto en diferentes formas. Un ejemplo de esto son las obras de cruces o puentes que requieren exclusivamente una transición provocando el aumento de la energía cinética y ofreciendo a su vez posibilidades de sujeción de los elementos. Visto estos parámetros se procede a determinar el potencial teórico disponible donde interviene principalmente el área transversal de la sección y la velocidad media de circulación obtenida mediante la ecuación de Manning.

Dichas resultados son la base del análisis de las condiciones de operación. El siguiente procedimiento incluye el cálculo de la potencia real disponible donde intervienen esencialmente el concepto del límite de Betz. Además se necesita calcular la distribución de velocidades fundamentalmente a un 20% y un 80% del tirante definido a partir de la ecuación (2-17). Luego el área útil se determina específicamente para cada sección

geométrica donde en cada caso se tiene en cuenta el criterio de la sección de máximas velocidades.

Por último se procede a seleccionar los parámetros del rotor donde se basa principalmente a partir de la relación de comportamiento. Esto se evidencia en la figura 2-3 que para un coeficiente de potencia dado hay una relación de velocidad relativa o celeridad. Este análisis se realiza con el objetivo de determinar los aspectos que entregan el mayor  $C_p$  para una aplicación dada. Luego de tener estos valores se procede a determinar parámetros geométricos como la solides (Figura 2-5) y el número de palas, ambos a partir de la celeridad requerida para un máximo de  $C_p$ . Una vez analizado estos elementos se procede a definir el área de la pala a partir de los términos ( $Z$ ,  $\sigma$ ,  $A_s$ ) donde en función de la tecnología a seleccionar se calculan los términos, cuerda ( $c$ ) y altura para turbinas de eje vertical y diámetros ( $D$ ) en ejes horizontales.

De esta manera se tienen todos los aspectos referentes al rotor de una turbina hidrocínética que se requiere para extraer energía de una sección dada de una canal para una eficiencia máxima. En la figura 2-13 se observan los pasos lógicos a seguir con vistas a tabular la información y de esta manera seleccionar la tecnología disponible en el mercado mundial.



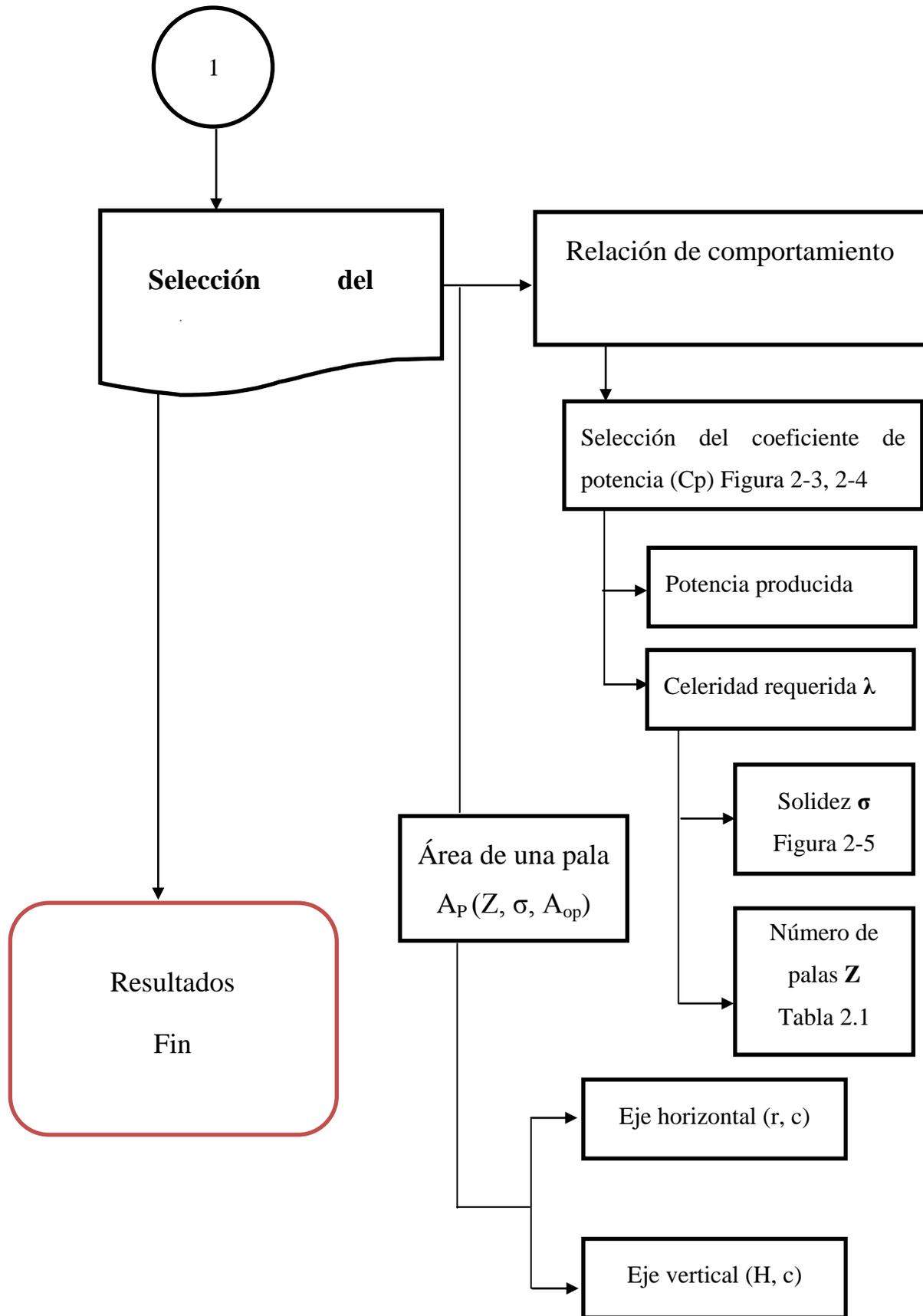


Figura 2-13: Pasos lógicos del procedimiento de selección tecnológica

**Conclusiones parciales**

- Se definen los principios teóricos que describen y limitan los parámetros de operación de las turbomáquinas definiendo el potencial disponible y su relación con el máximo teórico extraíble.
- Se relacionan los factores hidrodinámicos y de aspectos estructurales confeccionando criterios de selección de parámetros en cuanto a coeficiente de potencia, celeridad, solidez y número de palas.
- Se elabora una serie de pasos lógicos mediante los fundamentos teóricos analizados que conforman un procedimiento de selección tecnológica.

## **CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

Dadas las particularidades de la región central, contamos en nuestra localidad con una serie de canales construidos por la empresa de Recursos Hidráulicos de Villa Clara quedando disponibles como objeto de estudio. La validación del procedimiento de selección tecnológica propuesto se puede realizar en el conjunto de canales antes mencionados. En ejemplo de este es el canal Yateras que se identifica como el principal objeto que ofrece potencialidades interesantes.

### **3.1 Caso de estudio: Obra de Sifón en canal Yateras**

#### **3.1.1 Selección de canal**

En el canal Yateras se encuentra una obra en particular que su función es cruzar un río caudaloso. Para lograr este objetivo la empresa de recursos hidráulicos de la provincia de Villa Clara encargada del proyecto de dicho canal concibió una obra de sifón subterránea. Esta obra consiste en cavar por debajo del río un conducto compuesto de hormigón prefabricado capaz de transvasar el caudal presente en el canal sin afectar ninguno de sus parámetros. Dicho cálculo arrojó un diseño propio de una obra compuesto por una rejilla, compuerta y transiciones para ambos lados.

#### **Ubicación de la sección:**

El lugar apropiado para nuestro análisis consiste a unos metros antes de la salida del sifón. En esta sección ocurren velocidades significativas y además hay una posición adecuada para una instalación hidrocínética.

**Potencial teórico disponible:**

Para determinar este parámetro es necesario conocer el área de la sección transversal y la velocidad media de circulación. El área de la sección transversal está dada por los parámetros constructivos del conducto de hormigón el cual tiene un ancho de 3 m y una altura de 2,5 m tal como se muestra en la figura 3-1.

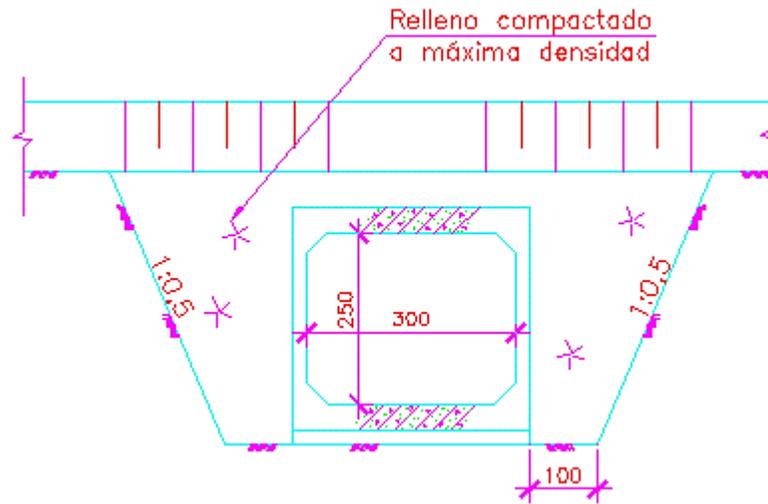


Figura 3-1. Sección transversal del conducto.

En muchas ocasiones se dispone de los parámetros hidráulicos de diseño del canal, dando los valores de cada una de sus obras. En la tabla 3.1 se muestra la relación de los parámetros hidráulicos para un caudal normal y uno forzado. En este caso teniendo las dimensiones y el caudal, es posible determinar la velocidad media de circulación donde además se trabaja principalmente con los parámetros máximos, o sea con el caudal forzado. Indistintamente si no se dispone de los datos previos al diseño, es conveniente usar la ecuación de Manning para determinar la velocidad y de este modo coincidiría en ambos casos.

Tabla 3.1. Parámetros hidráulicos

Obra*	Caudal normal $Q_n$ ( $m^3/s$ )	Caudal forzado $Q_f$ ( $m^3/s$ )	Número de hileras
Sifón	10	12	1

\* La obra comprende la sección de estudio.

La velocidad media de circulación es de 1,66 m/s, valor interesante para el análisis posterior. Para determinar la potencia teórica disponible se hace referencia de la ecuación (2.2), dando a entender una vez más que la velocidad tiene un comportamiento exponencial en dicho cálculo.

$$P_{Disp} = \frac{1}{2} * \rho * A_S * V_{med}^3 = 17,15 \text{ kW}$$

Este valor se comprende en 17,15 kW para el caudal forzado y por supuesto es el que se utiliza en los restantes análisis.

### 3.1.2 Condiciones de operación

Para mostrar todos los parámetros con una perspectiva correcta es necesario exponer y caracterizar ciertos criterios de selección. Primeramente se hace evidente que el potencial teórico disponible obtenido en el anterior procedimiento no es ni remotamente la potencia que se puede extraer para condiciones ideales. En este paso se hace necesario estudiar en capítulo anterior cuando se refiere al criterio de Betz, que afirma la posibilidad de extraer solo el 59 % de esta potencia calculada. Una vez aclarado esta condición se requiere además maximizar las velocidades para un área de operación que demuestren el aprovechamiento eficiente de la sección en estudio.

Para determinar el área recomendada de operación se hace referencia a la geometría de la sección transversal y el criterio de disminución de la velocidad. Para este caso se considera una sección rectangular donde se restan un 10% de los bordes quedando la siguiente expresión:

$$A_{Op} = \left(3 - 2 * 0.1 * \frac{3}{2}\right) * \left(2.5 - 2 * 0.1 * \frac{2.5}{2}\right) = 6m^2$$

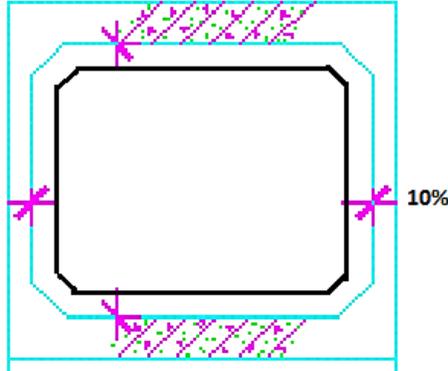


Figura 3-2: Área de la sección de operación

Teniendo en cuenta que la velocidad disminuye por el efecto de la resistencia de fricción de las paredes se deduce la importancia de un área de operación.

Para determinar la distribución de velocidad se hace referencia la ecuación (2.17) debido al criterio de la velocidad media calculada anteriormente. Como en la sección de estudio no hay fronteras expuesta al aire entonces se elabora un criterio distinto (Figura 3-3).

$$V_{0.35} = \frac{V_{0.2} + V_{0.5}}{2} \quad (3.2)$$

$$V_{0.2} = V_{0.35} - V_{0.35} * 0.2 = 1.66 - 1.66 * 0.2 = 1.32 \text{ m/s}$$

Despejando de la ecuación (3.2) queda formulado:

$$V_{0.5} = (2 * V_{0.35}) - V_{0.2} * 0.2 = (2 * 1.66) - 1.32 * 0.2 = 2 \text{ m/s}$$

Viendo este punto de vista obtenemos que en la región central del conducto existen 2 m/s circulando y a los extremos se reduce hasta 1,32 m/s. El resultado obtenido a partir de la ecuación de Manning o por continuidad expresa valores medios de la sección dando a entender la necesidad de realizar este procedimiento.

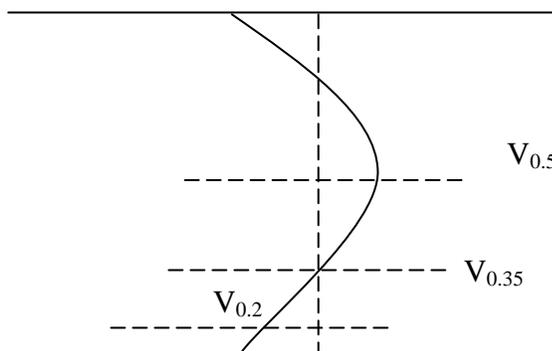


Figura 3-3: Distribución de velocidades en la sección transversal

Una vez determinado estos parámetros es posible deducir la potencia máxima disponible para las condiciones de operación según la siguiente expresión.

$$P_{Max} = Cp_{Max} \frac{1}{2} * \rho * A_{Op} * V_{med}^3 = 8 kW$$

Hasta el momento ya existe una comprensión aproximada de la potencia de explotación en la sección dada. Visto así conviene establecer este criterio para seleccionar la turbina requerida.

### 3.1.3 Selección del rotor

Teniendo los resultados anteriores es posible seleccionar el rotor en cuestión. Para lograr este propósito es necesario conocer el comportamiento adecuado del mismo. Para el caso de estudio se estima la necesidad de energía eléctrica para un punto de control en dicha región además de la necesidad de dicha energía en aplicaciones agropecuarias. Dicho esto se procede a establecer el coeficiente de potencia para la aplicación, dado a que se requiere una alta eficiencia y velocidad de rotación se selecciona de la figura 2-3 el valor de  $Cp = 0.4$ .

Con dicha condición encontramos una serie de rotores que cumplen con lo anterior definido entregando a su vez una serie de valores de celeridad de trabajo que varían de 3 en adelante. Para nuestro caso de estudio se define una celeridad de 4 teniendo en cuenta los resultados de la figura 2-4, valores experimentales con mayor precisión. Una vez definido este coeficiente de potencia y su celeridad correspondiente se procede a calcular la potencia de operación.

$$P_{Op} = Cp \frac{1}{2} * \rho * A_{Op} * V_{med}^3 = 5.5 kW$$

Este valor representa la potencia que deberá tener la o las turbinas a seleccionar en dicha área de operación. Posteriormente se procede a definir los parámetros de aspecto comenzado por la solidez (Figura 2-5) donde al entrar con el valor de celeridad 4

obtenemos una solidez de 0.15. Además otro aspecto de interés es el número de palas donde se recomiendan 3 en la tabla 2.1 para la celeridad obtenida anteriormente.

Luego de analizar los parámetros de geometría rendimiento se procede a estudiar la relación de aspecto en las palas. La solidez es un término que relaciona el área de barrido entre el área proyectada de las palas. Este parámetro deduce el área proyectada de las palas requeridas en la operación y además dividiendo entre el número de palas se obtiene los valores independientes.

$$A_{pala} = \frac{\sigma * A_{op}}{Z} = \frac{0.15 * 6}{3} = 0.3 m^2$$

Con este parámetro se puede obtener la cuerda requerida dado a que para turbinas de eje horizontal se relaciona con su diámetro y en turbinas de eje vertical con su altura. Una vez definido esto se procede a calcular cada uno de sus valores.

Para turbina de eje horizontal con un radio de 1 m:

$$c = \frac{A_{pala}}{1} = 0.3 m$$

Para una turbina de eje vertical con una altura de 2m:

$$c = \frac{A_{pala}}{2} = 0.15 m$$

Este valor representa la cuerda de la turbina que requiere para cumplir con las condiciones antes impuestas. Hay como resultado final dos casos particulares. Si se opta por utilizar una turbina de eje horizontal entonces el radio del rotor que se utilizaría fuera aproximadamente 1 m. De lo contrario si se seleccionara una turbina de eje vertical entrarían dos parámetros a relucir. Primero la altura correspondiente sería de 2 m como se planteó anteriormente. Luego para determinar el diámetro en planta se analiza la expresión del área de operación:

$$D = \frac{A_{op}}{H} = 3 m$$

Este valor no es recomendable para la sección ya que abarca todo el ancho, resultado sobre la base de aproximaciones. Este valor además es cuestionable para estas máquinas, pero es aconsejable abarcar aproximadamente esa área con varias turbinas, es decir utilizar dos rotores de 1,4 m y la altura definida para realizar la operación. Para poder llegar a este

análisis solo es posible mediante el procedimiento realizado con vistas a seleccionar dentro de mercado internacional.

### 3.2 Plantilla del procedimiento

La estructura del procedimiento llevado a una hoja de resultados da una visión del estudio más viable con respecto a la búsqueda de mercado. Tenido bien definido la aproximación de los parámetros técnico constructivos y de explotación, es posible realizar un estudio de prefactibilidad tecnológica que se adecúe a las condiciones presentes. En la tabla 3-2 se muestra el resultado de una serie de pasos lógicos que constituyen el procedimiento propuesto en el trabajo.

Tabla 3.2: Planilla del procedimiento de selección tecnológica.

Sección del canal: Obra de Sifón en cruce de río.	Planilla de prefactibilidad técnica en canal Yateras.		
	Simbología	Valor	U.M
Área transversal	$A_s$	7,5	$m^2$
Velocidad media de circulación	$V_{med}$	1,66	m/s
Potencia disponible	$P_{disp}$	17,15	kW
Distribución de velocidades	$V_{0,2}$	1,32	m/s
	$V_{0,5}$	2	m/s
Área de operación	$A_{Op}$	6	$m^2$
Potencia máxima disponible	$P_{Max}$	8	kW
Coeficiente de potencia Rec.	$C_p$	0,4	Adm
Potencia real disponible	$P_R$	5,5	kW
Celeridad o TSR	$\lambda$	4	Adm
Coeficiente de solidez	$\sigma$	0,15	Adm
Número de palas	$Z$	3	Adm
Área proyectada de una pala	$A_p$	0,3	$m^2$

Rotor de eje horizontal.	R	1	m
Radio, cuerda.	c	0,3	m <sup>2</sup>
Rotor de eje vertical	H	2	m
altura, cuerda, Diámetro en planta	c	0.15	m
	D	3	m

Como resultado del mismo se puede analizar el valor del diámetro en planta del rotor de eje vertical que dado a que es una aproximación no debe exceder los límites permisibles antes mencionados. En otras palabras el rotor debe tener un diámetro en planta menor que 3 m dando un criterio de búsqueda en el mercado existente. Además una alternativa acertada es la utilización de dos rotores que abarque el área de operación, es decir dos rotores de diámetro aproximados a 1,2 m y ubicarlos a trabajar en conjunto. De esta manera se cumple con las condiciones impuestas de potencia extraída y posibilita una búsqueda de merca más flexible.

### 3.3 Tecnología seleccionada.

El criterio de selección tecnológica trazado fue el de utilizar una turbina de eje vertical dado a que disminuyen los costos de inversión, mantenimiento y posibilita un montaje simple y adecuado a las condiciones presentes. El rotor que se selección es fabricado por la compañía GCK y nombrado al igual que su inventor Gorlov. Al ser una tecnología relativamente nueva, aún existen varios prototipos, con diferentes funcionamientos, por lo cual se tomara en cuenta uno en específico para simplificar el análisis, el cual es la Turbina GCK que es la turbina helicoidal Gorlov según datos obtenidos por (Dagá, 2008). Esta turbina es de eje vertical, de flujo cruzado y tiene palas con forma de alas de avión.

La unidad estándar es de 1 m de diámetro y 2.3 m de largo y puede funcionar a velocidades de corrientes relativamente bajas como 0.7 m/s.

Estas turbinas pueden ser instaladas a profundidades a partir de los 3 m, además se permiten instalar varias en una misma zona, ya sea una al lado de otra o una delante de la otra. Dentro de las principales características a considerar son las siguientes:

- Potencia de Diseño: genera 1,5 kW a una velocidad de 1,5 m/s y de 180 kW a una velocidad de 7,72 m/s (no hay más datos al respecto).
- Fundación: Opcionales a ser flotantes o fundadas en el fondo del río.
- Turbina: Es de eje vertical, con 3 palas de aluminio con forma aerodinámica.
- Generador: su eficiencia es de un 80%.

El montaje que se propone es el de ubicar dos rotores para la sección de operación, uno al lado del otro como se muestra en la figura 3-4 b, y mantener los mecanismos de transmisión y generador en la parte superior. Esta instalación debe estar sometida a un análisis de diseño estructural que adecúe los elementos en la ubicación correcta. La principal ventaja es la de disponer un prototipo en el mercado que corresponda a las condiciones de explotación requerida definido gracias al procedimiento propuesto de dicho trabajo.



a)



b)

Figura 3-4: Turbina helicoidal de eje vertical Gorlov (GKD)

### **Monto de inversión**

El costo de inversión de esta tecnología no es muy alto, según los estudios obtenidos por (Dagá, 2008) ascienden a los US\$ 6 000 por Turbina generadora, lo que implica los costos de la Turbina GCK y el generador de energía. Hay que tener en cuenta que los costos de operación y mantenimiento son bajos, ya que lo principal es aplicar protección anticorrosiva y reemplazar los rodamientos del generador por lo cual se considera aproximadamente un 2% de la inversión inicial anual.

**Conclusiones parciales**

- Se comprueba la validez del procedimiento para un caso de estudio obteniéndose resultados concretos de la selección tecnológica.
- Se elabora la planilla del procedimiento de selección tecnológica que organiza y viabiliza los elementos fundamentales para una búsqueda de mercado.
- Se confecciona una propuesta de selección tecnológica en el sifón del canal Yateras que incluye la puesta en marcha de dos rotores de eje vertical para las condiciones impuestas de explotación.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

- 1 Se elabora el estado del arte para instalaciones de pequeño aprovechamientos hidrocínicos que incluyen fundamentalmente su clasificación, ventajas y desventajas de las mismas y los antecedentes operativos en la actualidad.
- 2 Se confecciona un procedimiento de selección tecnológica mediante criterios técnicos constructivos basados en las teorías y fenómenos presentes.
- 3 Se evalúa el procedimiento de selección tecnología mediante el caso de estudio ``Sifon del canal Yateras`` obteniendo como resultado la implementación de dos rotores de eje vertical para la sección de operación con todos sus parámetros de funcionamiento definidos.

### Recomendaciones

- 1 Realizar una recopilación técnica de tecnologías de aprovechamiento hidrocínico que conformen una base de datos propias de un mercado mundial
- 2 Realizar este procedimiento para distintos casos de estudio con vistas a incluir alternativas en la solución de dicho problema.
- 3 Implementar modelos matemáticos e hidrodinámicos que contribuyan a definir los parámetros de funcionamiento más aproximados y fiables.

**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- Anderson, J. (2001).** Fundamentals of Aerodynamics (Third Edition ed.). McGraw Gill.
- Breeze, P. (2005).** Power Generation Technologies. Oxford: Elsevier.
- Carantoña, A. (2009).** Análisis del comportamiento aerodinámico de perfiles empleados en generadores de baja potencia.
- Claessens, M. (2006).** The Design and Testing of Airfoils for Applications in Small Vertical Axis Wind Turbines. TU Delft, Faculty of Aerospace Engineering .
- Cognetti, G. (2001).** Biología Marina. Barcelona: Ariel.
- Cuenca, N. (s.f.).** Mini Centrales Hidroeléctricas Flotantes de Aprovechamiento Cinético.
- González, J. (2009).** Energías Renovables. Reverte.
- Jacobs, E., & Sherman, A. (1937).** Airfoil section characteristics as affected by variations of the Reynolds number. NACA Report 586.
- Johnson, G. (2001).** Wind Energy Systems. Manhattan: Prentice Hall.
- Khan , M., Bhuyan , G., Iqbal, M., & Quaicoe, J. (2009).** Hydrokinetic energy conversion systems and assement of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal aplications. Science Direct .
- Khan, M., Bhuyan, G., Iqbal, M., & Quaicoe, J. (2008).** River current energy conversion systems: progress prospects and challenges. Renew Sustain Energy Review. Science Direct.

- Kirke, B. (1998).** Evaluation of Self Starting Vertical Axis Wind Turbines for Stand Alone Applications. Griffith University, School of engineering.
- Marchán, M., & Torres, R. (2011).** Proyecto de turbina Darrieus con tres paletas rectas y perfiles simétricos. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Mejía De Alba, M., García Fernández, L. E., & Gutiérrez Almonacid, M. (2011).** Metodología de obtención de los coeficientes de sustentación. Bogotá: Universidad de América.
- Meseguer, J., Álvarez, J., & Pérez, A. (2004).** Forma de retrasar la entrada en pérdida en las alas de las aves. Universidad Politécnica de Madrid , E.T.S.I. Aeronáuticos, Madrid.
- Miguélez, F. (2010).** Los otros usos del mar.
- Montgomerie, B. (2004).** Methods for root effects, tip effects and extending the angle of  $-180$   $+180$  with applications to aerodynamics for blades on wind turbines and propellers, swedish defence research agency. swedish defence research agency.
- O Rourke, F., Fergal , F., & Reynolds , A. (2010).** Tidal energy update 2009 Applied Energy.
- Paraschivoiu, I. (2002).** Wind Turbine Design: With Emphasis on Darrieus Concept. Quebec, Canada: Presses internationales Polytechnique.
- Pawsey, N. (2002).** Development and Evaluation of Passive Variable Pitch Vertical Axis Wind Turbines. The University of New South Wales, School of Mechanical and Manufacturing Engineering,.
- Riegels, F. (1961).** Airfoil Section. Londres: Butterworths.
- Sansone, E. (2007).** Simulation numerique de l'écoulement cavitant dans les turbines Darrieus.
- Sharpe, J. (1990).** Wind Turbine Aerodynamics. In L. Freris (Ed.), Wind. Prentice Hall.

- Shedahl, R. E., & Klimas, P. C. (1981).** Aerodynamic Characteristics of Seven Symmetrical Airfoil Sections through 180-Degree Angle of Attack for Use in Aerodynamic Analysis of Vertical Axis Wind Turbines. Albuquerque, New Mexico: Technical Report No. SAND80-2114, Sandia National Laboratories.
- Song, Q. (2012).** Design, Fabrication, and Testing of a New Small Wind Turbine Blade. Thesis in partial fulfilment of requirements for the degree of Master of Applied Science in Engineering, The University of Guelph , Ontario, Canada.

## REFERENCIAS ELECTRÓNICAS

**Anderson, S. (September de 2009). Global Coral Reef Aliance.** Recuperado el 25 de Enero de 2015, de:

<http://www.globalcoral.org/Capturing%20Energy%20from%20River,%20Tide,%20and%20Ocean%20Currents.htm>

Andrizt Hydro Hammerfest. (s.f.). Recuperado el 28 de Enero de 2015, de

<http://www.hammerfeststrom.com/environment/kvalsund-eia/>

Aquatera. (s.f.). aquatera. Obtenido de

[http://www.aquatera.co.uk/search/report\\_project.asp?ID1=224](http://www.aquatera.co.uk/search/report_project.asp?ID1=224)

AVN. (12 de Julio de 2012). Aporrea. Recuperado el 2012 de Septiembre de 30 , de

<http://www.aporrea.org/energia/n209674.html>

Correo del Orinoco. (3 de Mayo de 2015). Obtenido de

<http://www.correodelorinoco.gob.ve/nacionales/sistema-electrico-contara-unacapacidad-instalada-30-000-mw-2015/>

EERE. (25 de Julio de 2013). Water Power Program. Recuperado el 1 de Noviembre de 2014, de

[http://www1.eere.energy.gov/water/marine\\_hydrokinetic.html](http://www1.eere.energy.gov/water/marine_hydrokinetic.html)

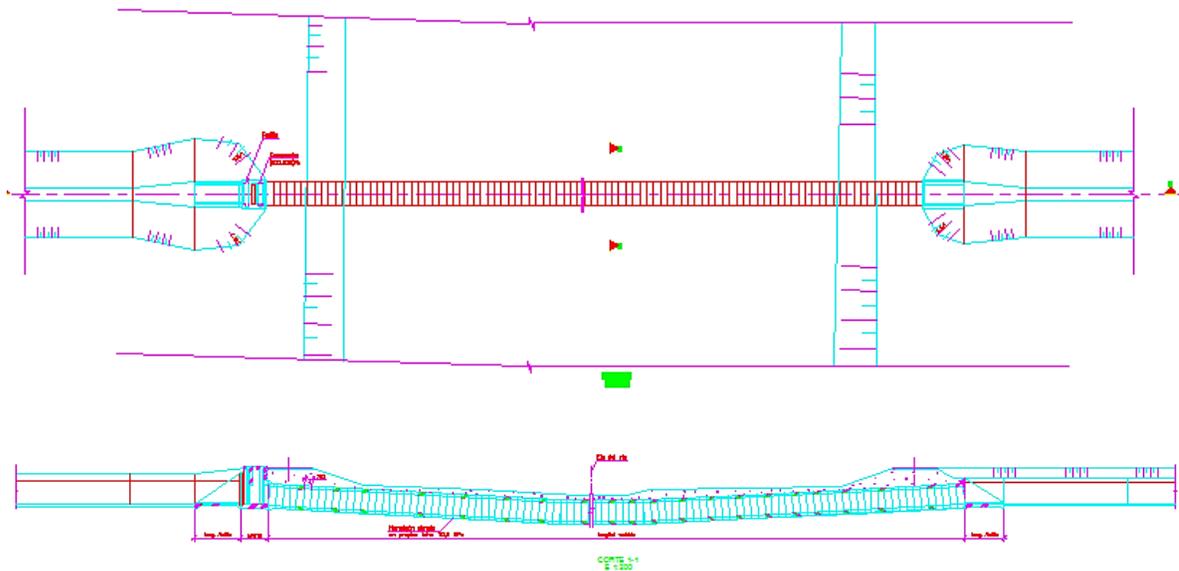
El Nacional. (19 de Junio de 2015). El Nacional Web. Obtenido de

[http://www.el-nacional.com/economia/Parque-Eolico-Paraguana-megavatioselectrica\\_0\\_211779081.html](http://www.el-nacional.com/economia/Parque-Eolico-Paraguana-megavatioselectrica_0_211779081.html)

- Erenovables. (27 de Diciembre de 2008). Erenovable. Recuperado el 4 de Enero de 2015, de <http://erenovable.com/se-instala-la-primer-turbina-hidrocineticacomercial-de-los-estados-unidos/>
- Fraenkel, P. (19 de Octubre de 2010). The University of Edinburgh. Recuperado el 30 de Enero de 2011, de [www.see.ed.ac.uk/~shs/Tidal%20Stream/I%20Mech%20E%20Fluid%20Machinery%20Group%20-%20Fraenkel%20-%202019%20Oct%202010.pdf](http://www.see.ed.ac.uk/~shs/Tidal%20Stream/I%20Mech%20E%20Fluid%20Machinery%20Group%20-%20Fraenkel%20-%202019%20Oct%202010.pdf)
- FUNDELEC. (s.f.). FUNDELEC. Recuperado el 20 de Septiembre de 2014, de <http://www.fundelec.gob.ve/?q=node/345>
- FUNDELEC. (s.f.). FUNDELEC. Recuperado el 12 de Agosto de 2013, de <http://www.fundelec.gob.ve/?q=node/695>
- heiner-doerner-windenergie. (s.f.). Darrieus Rotor. Recuperado el 2 de Febrero de 2015, de <http://www.heiner-doerner-windenergie.de/eDarrieus.html>
- Hydrovolts. (s.f.). Htdrovolts. Recuperado el 11 de Marzo de 2015, <http://hydrovolts.com/technology/in-stream-turbines/>
- JAVAFOIL. (s.f.). Recuperado el 2014 de Septiembre de 1, de <http://www.mh-aerotoools.de/airfoils/javafoil.htm>
- Marine Current Turbines. (s.f.). Recuperado el 3 de Febrero de 2015, de <http://www.marineturbines.com/>

## ANEXOS

### Anexo I Plano de diseño del sifón en el canal Yateras



### NOTAS

- 1-Todas las dimensiones y cotas están dadas en cm.
- 2-En los cortes se representan solo los puntos de interés.
- 3-Esta solución solo es aplicable hasta 10 m de altura hidráulica, desde el nivel máximo del agua en el canal y hasta la invertida del cajón mas profundo.
- 4-Los cajones prefabricados hidráulicos son con aceros salientes.
- 5-La longitud para el cálculo de los volúmenes es de 600 m.

