

**CARACTERIZACIÓN MECÁNICA DE UN HIDROGENERADOR DE EJE  
HORIZONTAL**

**JUAN MANUEL CASTRO CASTRILLÓN**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE ENERGÉTICA Y MECÁNICA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
SANTIAGO DE CALI  
2011**

**CARACTERIZACIÓN MECÁNICA DE UN HIDROGENERADOR DE EJE  
HORIZONTAL**

**JUAN MANUEL CASTRO CASTRILLÓN**

**Proyecto de grado para optar por el título de  
Ingeniero Mecánico**

**Director  
SANTIAGO LAIN BEATOVE  
PhD.**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE ENERGÉTICA Y MECÁNICA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
SANTIAGO DE CALI  
2011**

### **Nota de Aceptación**

Aprobado por el comité de grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE para optar por el título de Ingeniero Mecánico.

DR. SANTIAGO LAIN BEATOVE

Director del proyecto

ING. NESTORA. PINCAY

Jurado

ING. YURI ULIANOV

Jurado

Santiago de Cali, 20 De diciembre de 2011.

Este trabajo está dedicado a mis padres y abuelos, por el gran apoyo que me brindaron para sacarlo adelante.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a todas las personas que hicieron parte del desarrollo de esta investigación, a todo el equipo de trabajo de la empresa APROTEC por compartir los recursos del proyecto ACUAVATIO para la elaboración del trabajo.

Al Dr. John Burton por su ilustración de la teoría envuelta en esta tecnología.

Especialmente al Dr. Santiago Laín, por su dirección en este trabajo.

## CONTENIDO

	pág.
GLOSARIO	16
RESUMEN	17
INTRODUCCIÓN	18
1. OBJETIVOS	20
1.1 OBJETIVO GENERAL	20
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	20
2. ANTECEDENTES	21
3. MARCO TEÓRICO	30
3.1 CONCEPTO DE ENERGÍA HIDROKINÉTICAS	30
3.1.1 Energía en el agua	30
3.2 DINÁMICA DE FLUIDOS EN TURBINAS DE EJE HORIZONTAL	34
3.2.1 Concepto de disco actuador	35
3.2.1.1 Teoría del momento	36
3.2.1.2 Coeficiente de potencia	36
3.2.1.3 Límite de Betz	37
3.2.1.4 Coeficiente de empuje	37
3.2.2 Teoría de disco rotor	38
3.3 TEORÍA DE ELEMENTO DE PALA	38
3.4 DINÁMICA DE FLUIDOS SOBRE TURBINAS VIRADAS	39
3.5 DESEMPEÑO DE TURBINAS DE VIENTO	41

3.5.1	Curvas de desempeño	41
3.6	CONSIDERACIONES PARA LA UBICACIÓN	44
3.6.1	Estimación del recurso de corrientes subacuáticas	44
3.6.2	Aspectos físicos del río	46
3.6.3	Criterios de ubicación del rotor	48
3.6.4	Aspectos de impacto	49
3.6.5	Recurso extraíble	50
3.7	PERFIL NACA SERIE 4	51
3.8	GENERACIÓN ELÉCTRICA	53
3.8.1	Generador de imanes permanentes	53
4.	DISEÑO CAD Y MANUFACTURA	58
4.1	DISEÑO CAD	58
4.2	MANUFACTURA	65
5.	ADQUISICIÓN DE DATOS	71
5.1.	MÉTODOS DE TOMA DE DATOS	72
5.1.1	Instrumentos y mediciones	72
5.1.2	Hardware/software de regulación y almacenamiento	73
5.2	HOJA DE DATOS	75
6.	RESULTADOS	78
6.1	RESULTADOS TEÓRICOS	78
6.1.1	Energía hidrocínética disponible	78
6.1.2	Software VORTEXOFT	80

6.2 RESULTADOS EXPERIMENTALES	81
6.2.1 RELACIÓN $U_{\infty} - \omega_{tur}$	81
6.2.2 RESULTADOS DE POTENCIA	84
6.2.3 Torque	88
6.3 COMPARACIÓN DE RESULTADOS	89
7. CONCLUSIONES	95
8. RECOMENDACIONES	97
BIBLIOGRAFÍA	98
ANEXOS	100

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Listado de prototipos en prueba de turbinas de flujo axial para ríos independientes de la marea	23
Tabla 2. Coordenadas porcentuales para un perfil NACA 4412 en función de su cuerda c	52
Tabla 3. Características magnéticas de los imanes	56
Tabla 4. Potencia eléctrica máxima según la velocidad angular del generador.	57
Tabla 5. Parámetros de geometría de aspa NACA4412 del ACUAVATIO	60
Tabla 6. Solidez del rotor	63
Tabla 7. Valores de configuración mecánica del sistema	78
Tabla 8. Valor de eficiencia del sistema	78
Tabla 9. Resultados de potencia teórica	79
Tabla 10. Velocidades en las 4 zonas destacadas	81
Tabla 11. Datos obtenidos en prueba de relación velocidad del agua con velocidad rotacional de la turbina	83
Tabla 12. Resumen de acumulación de datos ACUAVATIO	85
Tabla 13. Potencia mecánica en función de la velocidad angular de la turbina	87
Tabla 14. Total de resultados obtenidos en función de la velocidad angular de la turbina	90

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ilustración de una turbina de río tipo GARMAN para bombeo y riego	22
Figura 2. Imagen de parte trasera de estructura flotante de Turbina Garman para bombeo	23
Figura 3. Gráfica de producción eléctrica según la velocidad de la corriente de agua para diferentes diámetros de rotor	24
Figura 4. Vista de la máquina AQUACHARGER de Marlec y Thropton Energy Services	25
Figura 5. Turbina en mantenimiento preventivo en el mismo bote donde está instalada	25
Figura 6. Turbina de Sistema de Hidropotencia Cinética (KHPS por sus siglas en ingles)	26
Figura 7. Turbina encausada del sistema de generación por corriente marítima	27
Figura 8. Instalación de Turbina Generadora para mareas; en la reserva ecológica Race Rocks para reemplazar 2 generadores Diesel	28
Figura 9. La "Cometa Eléctrica Submarina"	29
Figura 10. Zonas para rangos de velocidades y la producción eléctrica	32
Figura 11. Forma del tubo de corriente a través de un generador eólico	34
Figura 12. Variación de los valores de presión del túnel de corriente	35
Figura 13. Corriente de aire que impacta un rotor de generador eólico en un ángulo $\gamma$	39
Figura 14. Variación del Coeficiente de potencia con el ángulo de viraje y el factor axial de flujo	41
Figura 15. Curva de desempeño Coeficiente de Potencia - TSR	42

Figura 16. Curva de desempeño de Coeficiente de Torque - TSR	43
Figura 17. Curva de desempeño de Coeficiente de Empuje - TSR	43
Figura 18. Teoría de flujo en canal abierto; Ecuación de energía y figura ilustrativa	46
Figura 19. Cambio de gradiente en el lecho del río. Vista de corte longitudinal del lecho fluvial	47
Figura 20. Niveles de velocidad de la corriente en sección transversal del río	48
Figura 21. Cambio de velocidad según sección transversal del canal	50
Figura 22. Perfil NACA y sus componentes geométricos	51
Figura 23. Generador de imanes permanentes a partir de un alternador modificado	54
Figura 24. Conjunto rotor, compuesto por eje, manzana e imanes permanentes	54
Figura 25. Modificación del bobinado	55
Figura 26. Eficiencia del generador modificado	57
Figura 27. Balsa: Concepto - Diseño	58
Figura 28. Puente: Concepto-Diseño	59
Figura 29. Totalidad de las cotas que describen un perfil	61
Figura 30. Imagen twist del aspa.	62
Figura 31. Base del Aspa comparación a base original	62
Figura 32. Solidez del rotor	63
Figura 33. Elementos del Conjunto ACUAVATIO	64
Figura 34. Sistema ACUAVATIO	63
Figura 35. Puente ensamblado y tensionado	66
Figura 36. Palas Originales	66

Figura 37. Variedad de Aspas elaboradas	67
Figura 38. Imágenes de ambas caras de un aspa que fallida	68
Figura 39. Modificación para fabricación de segunda generación de aspas	69
Figura 40. Un par de rotores; AQUACHARGER Y ACUAVATIO respectivamente	69
Figura 41. Caja de multiplicación 1:8,3	70
Figura 42. Variables del sistema	71
Figura 43. Identificación de diferentes zonas de velocidades	72
Figura 44. Tabla de datos generada en hoja de cálculo a partir del archivo generado por el Software de gestión	75
Figura 45. Relación de velocidad del agua con velocidad rotacional de la turbina	84
Figura 46. Curva de velocidad de la corriente de agua vs. potencia mecánica obtenida	88
Figura 47. Grafico de torque vs. velocidad angular de la turbina	89
Figura 48. Comparación de potencia mecánica teórica y experimental	92
Figura 49. Gráfica de variación del coeficiente de potencia con la velocidad del agua.	93
Figura 50. Variación del Coeficiente de potencia con TSR	94
Figura 51. Comparación respecto al AQUACHARGER	94

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Densidad de potencia hidrocínética	31
Ecuación 2: Potencia hidrocínética neta	31
Ecuación 3. Potencia Eléctrica considerando eficiencias del sistema	33
Ecuación 4. Eficiencia de conversión y sus componentes	33
Ecuación 5. Condiciones antes, durante y después del disco actuador	35
Ecuación 6. Velocidad del fluido en el disco actuador	35
Ecuación 7. Tasa de cambio de momento del fluido antes del rotor	36
Ecuación 8. Velocidad del agua después del rotor en la estela	36
Ecuación 9. Fuerza que ejerce el agua sobre el disco actuador	36
Ecuación 10. Potencia disponible en el fluido que atraviesa el disco actuador	36
Ecuación 11. Definición de Coeficiente de Potencia	37
Ecuación 12. Coeficiente de potencia en función del factor de inducción al flujo axial	37
Ecuación 13. Condición del máximo valor de $C_p$	37
Ecuación 14. Valor del Límite de Betz	37
Ecuación 15. Definición de Coeficiente de Empuje	38
Ecuación 16. Coeficiente de Empuje en términos del factor de inducción al flujo axial	38
Ecuación 17. Fuerza neta sobre el rotor en dirección axial	40
Ecuación 18. Coeficiente de empuje $C_T$ para un rotor virado	40
Ecuación 19. Potencia con factor de viraje	40

## GLOSARIO

BSM: Bottom Structure Mounting, para hacer referencia a sistemas de montaje adheridos al lecho fluvial.

BUG: termino en ingles para errores particulares como resultado de algoritmos en softwares.

CFD: siglas para Computer Fluid Dynamics, Dinámica de Fluidos Computacional.

CUBO: Conjunto de elementos que conforman la base de un rotor, principalmente para efectos estructurales y aerodinámicos.

EPRI: siglas en ingles para Instituto de investigación en potencia eléctrica

FSM: Floating Structure Mounting, traduciendo sistemas de montaje flotantes.

NSM: Siglas de Near-Surface Structure Mounting, en referencia a los sistemas de montaje de estructuras fijas cercanas a la superficie.

NTR: siglas para Non-Tidal Rivers, en referencia a ríos sin efecto de mareas.

RCECS: River Current Energy Conversion Systems o en español para Sistemas de Conversión de la Energía de los Ríos.

TISEC: Tidal In-Stream Energy Conversion, nombre que abarca la tecnología para generar energía a partir de la corriente de las mareas específicamente.

TSR: Tips Speed Ratio, que traduce relación de velocidad de punta de aspa. es un valor adimensional que relaciona la velocidad del fluido con la velocidad de rotación de la turbina correspondiente.

WCT: Water-Current Turbines, siglas para el nombre de las turbinas de río.

## RESUMEN

Este documento presenta los resultados experimentales obtenidos en el proceso de caracterización mecánica de un hidrogenerador de eje horizontal. El estudio fue realizado en conjunto con la empresa APROTEC especializada en tecnologías de fuentes renovables de energía.

Durante el desarrollo del trabajo se concibió la máquina denominada ACUAVATIO como una evolución y adaptación de su predecesora AQUACHARGER. A partir del diseño conceptual se concretó su manufactura a partir de materiales locales y para realizar las pruebas experimentales en el río Cauca se debió desarrollar e implementar el proceso de adquisición de datos.

Los resultados obtenidos del rendimiento de la máquina superaron las expectativas más optimistas del equipo de trabajo, que eran las de superar el desempeño de su modelo base, el AQUACHARGER, mostrando una eficiencia alta dentro de lo estimado tanto mediante un cálculo directo, considerando la disponibilidad de energía y las condiciones de trabajo, como con el software Vortexoft desarrollado por el grupo de investigación en Mecánica de Fluidos de la Universidad Autónoma de Occidente.

## INTRODUCCIÓN

Colombia es un país que cuenta con un territorio extenso en el cual las mayores densidades poblacionales están concentradas principalmente en las grandes ciudades. Estos puntos gozan de un rico abastecimiento eléctrico. Por otro lado aproximadamente dos tercios del territorio colombiano no tienen acceso directo a la red de distribución eléctrica, constituyendo las denominadas Zonas No Interconectadas (ZNI). Los únicos medios de generación eléctrica que tienen muchas de estos pequeños asentamientos son a base de combustibles fósiles o, los más actualizados, con celdas fotovoltaicas.

Los combustibles fósiles son un elemento vital para ellos pero escaso para la gran mayoría de estas latitudes. La accidentada geografía nacional, aislamiento y problemas de orden público son impedimentos y motivos por los que la gasolina o el diesel tienen un costo tan elevado.

Para estas zonas, disponer de un medio para generar energía eléctrica constituye una mejora en sus condiciones de vida. Casualmente varios de estos asentamientos cuentan con recursos hídricos de gran importancia, para este caso, ríos lentos de gran caudal. Desde hace unos pocos años se han venido desarrollando tecnologías alrededor del mundo que aprovechan recursos renovables como lo son la luz solar, el viento y la energía del agua aunque principalmente en su forma potencial, es decir por caída de agua como la generada por las grandes hidroeléctricas comunes, la cual no es tan fácil de obtener en sitios donde no existe diferencias de alturas apreciables a la vez que caudales interesantes.

Hace unos años la empresa inglesa Thropton Energy Services bajo la dirección de la Dra. Barbara Sexon y por medio del Ph.D. John D. Burton, docente de la Universidad de Reading en Reino Unido, entablan relaciones corporativas y de carácter investigativo con la empresa APROTEC con sede en Cali – Colombia. En el marco de esta relación se comparte un equipo de generación de energía eléctrica a partir de la energía cinética del agua de la corriente de ríos. Clasificado dentro de las denominadas “Turbinas de río” o por sus siglas en inglés WCT (Water-Current Turbine). Esta máquina cuenta con una tecnología creada e implementada tiempo atrás en ríos del continente africano como sistema de bombeo por el Ingeniero inglés Peter Garman.

El objetivo de la relación APROTEC – Thropton Energy Services es la de darle un tratamiento de adaptación a la turbina de río para poder darle una amplia aplicación en el entorno suramericano. Bajo esta premisa de innovación la empresa APROTEC fue partícipe y ganadora del concurso IDEAS 2009 del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el cual dio como fruto un monto destinado a la financiación del proyecto que incluye el diseño, construcción y evaluación de un

prototipo, además de la reproducción de 3 máquinas mas para pruebas piloto en las locaciones de condiciones idénticas para las cuales se adaptó.

La máquina es básicamente un aerogenerador sumergido completamente bajo la superficie del río. La premisa de la implementación de una tecnología diseñada para trabajar con un fluido como lo es el viento y llevada a trabajar en un fluido tan diferente como es el agua es que la potencia extraída de un fluido es proporcional a su densidad. Por consiguiente, el potencial de generación del agua es aproximadamente 1000 veces mayor que el del aire.

En el mundo ya existen dispositivos basados en este principio orientados a su utilización en ríos y corrientes submarinas. El objetivo de este trabajo es evaluar el comportamiento de uno de estos llevado a una escala de característica portátil.

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1. OBJETIVO GENERAL**

Realizar una evaluación del desempeño electro-mecánico de la máquina denominada ACUAVATIO analizando su comportamiento como hidrogenerador frente a la corriente de un río promedio del sur occidente de Colombia.

### **1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Inspeccionar el desempeño de la máquina AQUACHARGER, como antecedente local de esta tecnología, y extraer datos con el desarrollo de métodos de evaluación eléctrico-mecánica bajo condiciones reales.
- Desarrollar métodos para la caracterización electro-mecánica de la turbina de río.
- Elaborar curvas de desempeño que relacionen comportamiento del recurso (río) – desempeño de la maquina.
- Evaluar el comportamiento simulado vs. experimental de las palas del rotor.
- Determinar curva de torque vs. Potencia entregada por el ACUAVATIO.

## 2. ANTECEDENTES

Según la literatura especializada, la primera turbina de río fue diseñada e implementada por Peter Garman<sup>1</sup> como medio para bombear y al mismo tiempo irrigar campos de cultivos en las tierras áridas de Sudán y Egipto sobre las riberas del río Nilo. En estos mismos lugares y en Juba fueron puestas a pruebas en un periodo de 4 años otros 9 prototipos de la 'Turbina Garman', bautizada así por el nombre de su inventor. Éstas completaron las 15500 horas de trabajo. Con estas pruebas, y otros muchos reportes de dicha tecnología se corroboró una conveniencia técnica y económica desplegando una eficiencia 7% mayor sobre los sistemas anteriores implementados para este mismo fin. Ésta constituyó una solución tanto tecnológica como social por facilitar el trabajo a los pobladores de la zona al reproducir de una forma relativamente fácil y económica el equipo de riego.

Esta tecnología, que se considera como parte de la familia de los Sistemas de Conversión de Energía de Corriente de Río o por sus siglas en inglés RCECS o simplemente Turbinas Hidrocinéticas, es diseñada, producida y comercializada por la empresa Thropton Energy Services, fundada por Peter Garman y Barbara Sexon, quienes tienen la licencia de producción y patente del equipo. Tras el desarrollo de la tecnología y la incorporación de sistemas de generación eléctrica fueron aumentando los servicios para los que se prestaba la máquina y sus configuraciones estructurales fueron variando.

El catálogo de Thropton Energy Services ofrecía máquinas que varían en potencia entregada según el diámetro de su rotor; cuyas opciones eran 4.0, 3.4, 2.8, 2.2 y 1.8 metros para la turbina original tipo Garman cuya versión era específicamente para el bombeo de agua. La máquina puede entregar una potencia de aproximadamente 2 kW, aunque su eficiencia oscilaba entre 12% y 14% a 1 kW de potencia generada. Su requerimiento básico es una velocidad mínima del agua del río de 0.5 m/s y una profundidad del lecho de poco más del diámetro del rotor.

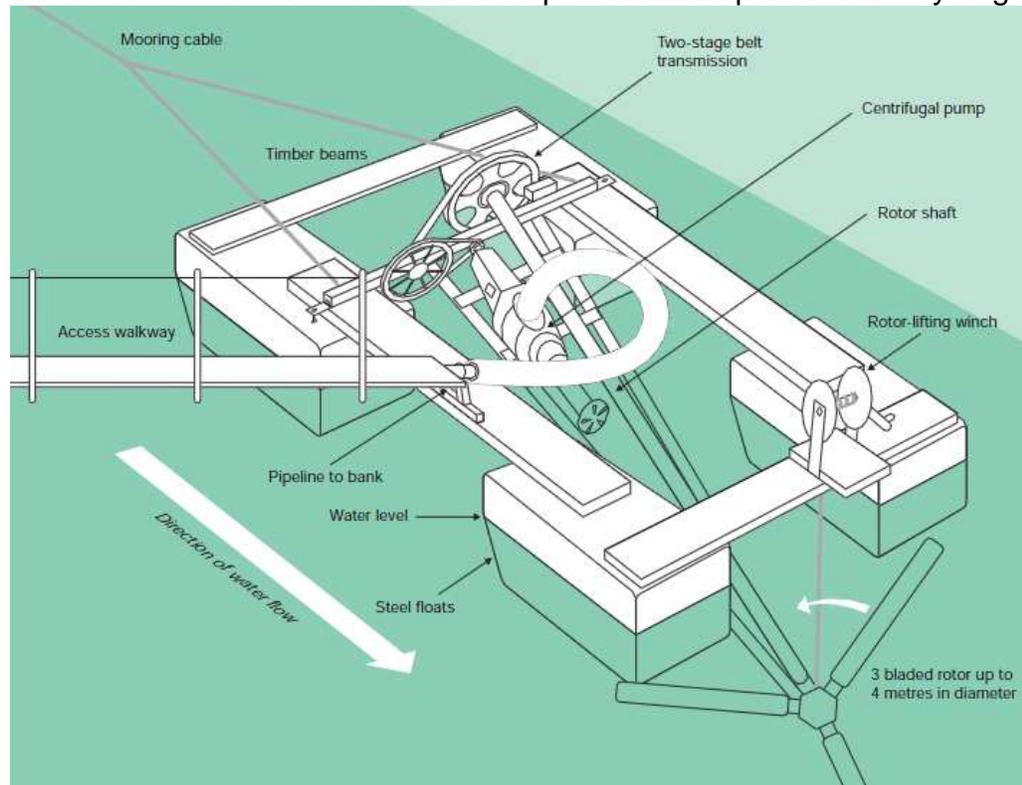
Más adelante unen esfuerzos con otra empresa también del Reino Unido, MARLEC. Desarrollan una turbina con el mismo principio de la del tipo Garman denominada 'AQUACHARGER', pero en una versión especializada para la recarga de hasta 6 baterías de 12 V conectadas simultáneamente u operación directa con inversores de 240 V. Esta versión más pequeña solo requería una profundidad de lecho del río de 1.75 m y velocidades del agua de río de entre 0.45 m/s y 1.5 m/s. Su eficiencia había mejorado respecto a las anteriores porque acopla equipos de alta eficiencia, alternador de baja fricción y palas de diseño aerodinámico que producían 500 W de potencia(a 1.5 m/s).

---

<sup>1</sup> In-stream Turbine Studies [en línea]. Seattle: Hydrovolts, 2011[Consultado 20 de mayo, 2011]. Disponible en internet: <http://hydrovolts.com/technology/in-stream-turbines>

Técnicamente, las turbinas de río están reinventándose ahora que gozan de beneficios como los generadores de bajas revoluciones, materiales compuestos de alta durabilidad, avances en construcciones submarinas, el diseño y la

**Figura 1.** Ilustración de una turbina de río tipo GARMAN para bombeo y riego.



*Fuente: Water Current Turbines Pump Drinking Water [en línea]. Oxfordshire: Caddet-RE, 2000. [Consultado 16 de junio, 2011]. Disponible en internet: <http://www.caddet-re.org/assets/no83.pdf>*

manufactura asistida por computador, programas de modelado CFD, materiales anticorrosivos y dispositivos electrónicos de potencia de alta eficiencia.

Existe un reporte del estado de la tecnología para este tipo de máquinas publicado por VERDANT POWER llamado "EVALUACION DE LA TECNOLOGIA DE TECNOLOGIAS EXISTENTES Y EMERGENTES, Turbinas de corriente de agua para aplicaciones ribereñas", publicado en el año 2006 como actualización de un reporte publicado en 2004 por el INSTITUTO DE INVESTIGACION EN POTENCIA ELECTRICA (EPRI por sus siglas en ingles), Aunque el reporte se concentra en turbinas de corriente de agua se incluyeron tecnologías principalmente con aplicaciones en corrientes submarinas, las cuales son más atractivas por su gran capacidad de generación.

En los párrafos siguientes se presentan algunos prototipos actuales en el mundo,

aun en etapa de prueba publicados en el reporte de VERDANT POWER para turbinas para ríos sin mareas (NTR en ingles para Non-Tidal Rivers).

**Tabla 1.** Listado de prototipos en prueba de turbinas de flujo axial para ríos independientes de la marea.

Company	WCT Device Name	Turbine Type	Stage of Development	Turbine Efficiency	System Efficiency	Min/Max Depth (m)	Min/Max Speed (m/s)	Blade Pitch	Axis Orientation	Blade Diameter	No. of Turbines per Unit	Ducted or Unducted	Anchor System
<b>AXIAL-FLOW TURBINES</b>													
Thropton Energy Services	Water Current Turbine	Axial flow propeller	Commercial	no data found	12% - 14% @1kW	turbine diameter /no limit	0.5/1.5 †	fixed	horiz	4.0, 3.4, 2.8, 2.2, 1.8m	1	ducted	pontoon boat
Marlec	Amazon Aquacharger	Boat-mount Thropton	Commercial	no data found	12%	1.75/ no limit	0.45/1.5	fixed	horiz	1.8	1	ducted	boat or dock
Verdant Power Canada ULC	Kinetic Hydro Power Sys	Axial Flow	Pre-Commercial	45%	35.9%	7m for 5m dia.	1.0 / tailored for any speed	fixed	horiz	5m, scaleable 2m+	1	ducted	yaw pylon
Clean Current	Tidal Turbine Generator	Ducted Axial Flow	Prototype	no data found	50%	no data found	no data found	no data found	horiz	prototype: 3.5m	1, possibly 2	ducted	pylon, weighted base
UEK	Underwater Electric Kite	Dual Ducted Axial Flow on tether	Prototype	no data found	no data found	no data found	no data found	fixed	horiz	Several models: 2m, 3m and larger	1	ducted	tethered
PEEHR	Hydroreactor Stream Accelerator	Ducted Axial Flow 4 bladed impeller on	Prototype	no data found	~13% calculated from data	no data found	test data at 2.75m/s only	fixed	horiz	1.2	1	ducted	extendable yaw pile
Hydrohélix Energies	Marenergie	Axial-flow	Laboratory	no data found	no data found	no data found	no data found	fixed	horiz	8 m	1	ducted	weighted base?
Swan Turbines	Swan Turbine	Axial flow propeller	Laboratory/ Prototype	no data found	24%	no data found	1.8/2.8 (for 1m proto.)	data not found	horiz	prototype =1m	1	ducted	extendable yaw pylon

*Fuente: Technology evaluation of existing and emerging technologies [en linea]. St. Catharines: Verdant Power Canada ULC, 2006. [Consultado 08 de julio, 2011]. Disponible en internet: [http://oreg.ca/web\\_documents/verdant\\_river\\_turbines\\_report.pdf](http://oreg.ca/web_documents/verdant_river_turbines_report.pdf)*

Caso Thropton Energy Services, UK.

**Figura 2.** Imagen de parte trasera de estructura flotante de Turbina Garman para bombeo.



*Fuente: Technology evaluation of existing and emerging technologies [en linea]. St. Catharines: Verdant Power Canada ULC, 2006. [Consultado 08 de julio, 2011]. Disponible en internet: [http://oreg.ca/web\\_documents/verdant\\_river\\_turbines\\_report.pdf](http://oreg.ca/web_documents/verdant_river_turbines_report.pdf)*

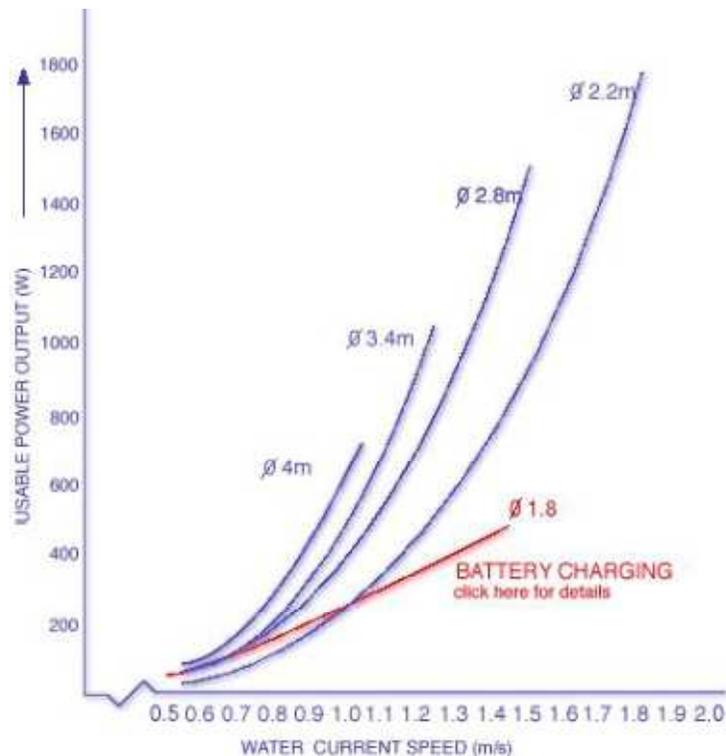
Su producto es una turbina de río de flujo axial con inclinación. Originalmente fabricada para bombeo a terrenos cercanos al río. Su rotor, compuesto de aspas de aerogenerador con perfil aerodinámico NACA 44XX, viene disponible en 5 tamaños impartiendo potencias mecánicas diferentes. La máquina es de tipo flotante (MFS), su estructura reposa sobre una plataforma flotante anexa a la orilla por un puente de acceso cuyas características se pueden resumir como:

- Para ríos y canales con flujo unidireccional.
- Fácil montaje con componentes livianos.
- Por este motivo es práctica para zonas alejadas en países en desarrollo.

Estado de desarrollo:

A pesar de que ha sido comercializada por más de 20 años no parece ser escalable para requerimientos de gran potencia.

**Figura 3.** Gráfica de producción eléctrica según la velocidad de la corriente de agua para diferentes diámetros de rotor (AQUACHARGER en rojo).



Fuente: *Technology evaluation of existing and emerging technologies [en línea]. St. Catharines: Verdant Power Canada ULC, 2006. [Consultado 08 de julio, 2011]. Disponible en internet: [http://oreg.ca/web\\_documents/verdant\\_river\\_turbines\\_report.pdf](http://oreg.ca/web_documents/verdant_river_turbines_report.pdf)*

Caso Marlec / Thropton Energy Services, UK.

**Figura 4.** Vista de la máquina AQUACHARGER de Marlec y Thropton Energy Services.



*Fuente: Technology evaluation of existing and emerging technologies [en línea]. St. Catharines: Verdant Power Canada ULC, 2006. [Consultado 08 de julio, 2011]. Disponible en internet: [http://oreg.ca/web\\_documents/verdant\\_river\\_turbines\\_report.pdf](http://oreg.ca/web_documents/verdant_river_turbines_report.pdf)*

MARLEC es una empresa especializada en la fabricación de generadores eléctricos apropiados para el aprovechamiento de las fuentes de energías renovables como lo es el viento. Hacen equipo con Thropton Energy Services que están especializados en turbinas de agua. De esta unión sale el Amazon Aquacharger. Este es construido específicamente para cargar bancos de hasta 6 baterías de 12V que por medio de inversores pueden operar aplicaciones a 240V. La velocidad mínima de la corriente es de 0.5 m/s y su máximo es de 1.5 m/s a los que genera aproximadamente 500W. El diámetro de su rotor es de 1.8 m. El sistema completo es fácil de desmantelar como de armar. Para su instalación solo necesita una plataforma flotante anclada a cierta distancia de la orilla donde se puede alcanzar una velocidad de corriente importante.

**Figura 5.** Turbina en mantenimiento preventivo en el mismo bote donde está instalada.



*Fuente: Technology evaluation of existing and emerging technologies [en línea]. St. Catharines: Verdant Power Canada ULC, 2006. [Consultado 08 de julio, 2011]. Disponible en internet:*

[http://oreg.ca/web\\_documents/verdant\\_river\\_turbines\\_report.pdf](http://oreg.ca/web_documents/verdant_river_turbines_report.pdf)

Aplicación:

Para aéreas retiradas de la red eléctrica común donde las comunidades están dispersas y las familias que la componen son poco numerosas.

Estado de desarrollo:

Actualmente se manufactura en kits por la marca MARLEC.

Caso Verdant Power, Llc Y Verdant Power Canada ULC, Canadá y USA.

**Figura 6.** Turbina de Sistema de Hidropotencia Cinética (KHPS por sus siglas en ingles).



*Fuente: Technology evaluation of existing and emerging technologies [en linea]. St. Catharines: Verdant Power Canada ULC, 2006. [Consultado 08 de julio, 2011]. Disponible en internet: [http://oreg.ca/web\\_documents/verdant\\_river\\_turbines\\_report.pdf](http://oreg.ca/web_documents/verdant_river_turbines_report.pdf)*

Tecnología

El sistema KHPS es un generador de flujo axial con rotor tripala de 5 metros de diámetro rateado para 35 kW. El diseño de su aspa es un modelo patentado de la Universidad de New York y tiene una gran eficiencia dentro de un gran rango de velocidades. En este caso el generador y el multiplicador están contenidos en un compartimento anexo al rotor y al igual que este sumergidos bajo la superficie del río. Su generador es trifásico de inducción.

Su tipo de montaje es sumergido y anclado sobre el lecho fluvial y cuenta con un mecanismo de viraje que permite mantener el rotor completamente perpendicular al flujo en todo momento.

Trabaja a velocidades menores a 1.0 m/s pero para mayor eficiencia se recomienda trabajarlo a velocidades mayores a 2.0 m/s y profundidades de al menos 6.5 m.

### Aplicación

Para ríos y estuarios bajo influencia de corrientes marítimas, zonas oceánicas cercanas a la costa. La empresa también está fabricando turbinas de mayor y de menor tamaño para así poder tener mayores y menores capacidades de generación y entonces poderlas localizar en sitios de mayor o menor recurso.

### Estado de desarrollo

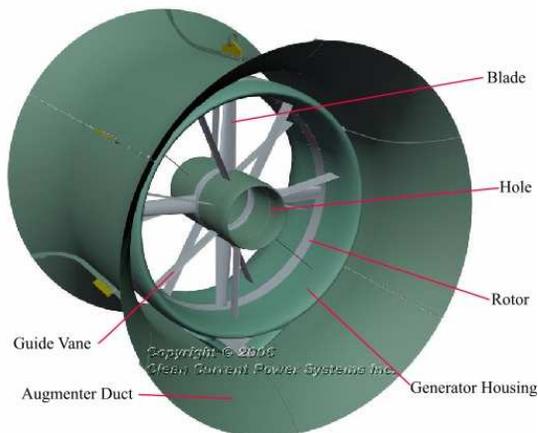
La compañía se encuentra en la segunda fase de un proyecto de tres fases. Está instalando 6 turbinas de 5 m de diámetro, las cuales son modelos aun en etapa de prueba, que producen 35.9 kW pico y representa una potencia instalada de entre 150 y 200 kW en el EAST RIVER en Nueva York.

Es un proyecto de gran importancia porque junto con este se realiza un estudio de impacto ambiental de US\$ 1.7 millones.

El diseño de la pala fue estudiado y modelado en CFD por la Marina de EEUU. Rotores de 1 m, 3 m y 5 m de diámetro han sido puestos a prueba tanto en campo como en laboratorio arrojando resultados positivos frente a las condiciones de deterioro que pueden infringir ríos como estos. La turbina de 3 m de diámetro de rotor obtuvo una "eficiencia" ( $C_p$ ) de 43%. generando 15.5 kW a 2.13 m/s.

Caso Clean Current Power Systems, Canada.

**Figura 7.** Turbina encauzada del sistema de generación por corriente marítima.



*Fuente: Tidal In-Stream Energy Conversion [en línea]. Vancouver: Clean Current RES, 2012. [Consultado 11 de junio, 2011]. Disponible en internet: <http://www.cleancurrent.com/index.htm>*

### Tecnología:

La turbina generadora de mareas es un sistema de flujo axial bidireccional encauzado con un generador de imanes permanentes directamente instalado a

velocidades variables. En este sistema las aspas llevan los imanes permanentes y el ducto es el que porta el devanado. La compañía asegura que la eficiencia de la producción de agua a red es mayor al 50% y que su tiempo de vida útil es de 10 años antes de una remanufacturación y en total puede trabajar por aproximadamente 27 años.

Requiere de una profundidad de 15 metros para trabajar, debido a esta profundidad no causa impacto visual en ambientes marinos.

Aplicación:

Debido a su gran tamaño y requerimientos de ubicación se limita a lechos submarinos.

**Figura 8.** Instalación de Turbina Generadora para mareas; en la reserva ecológica Race Rocks para reemplazar 2 generadores Diesel.



*Fuente: Tidal In-Stream Energy Conversion [en línea]. Vancouver: Clean Current RES, 2012. [Consultado 11 de junio, 2011]. Dponible en internet: <http://www.cleancurrent.com/index.htm>*

Estado de desarrollo:

Este es un proyecto patrocinado principalmente por EnCana, empresa electricadora canadiense, mediante sus fondos de innovación ambiental. Son US\$ 3 Millones el monto que se financia.

Este es un prototipo con una turbina de 3.5 m de diámetro que genera 10 kW. Ha sido probada en agua dulce pero estará a prueba por 18 meses para investigar su

comportamiento frente a la corrosión resultante de un ambiente marino.

Caso UEK Corporation, USA

**Figura 9.** La "Cometa Eléctrica Submarina".



*Fuente: Technology evaluation of existing and emerging technologies [en línea]. St. Catharines: Verdant Power Canada ULC, 2006. [Consultado 08 de julio, 2011]. Disponible en internet: [http://oreg.ca/web\\_documents/verdant\\_river\\_turbines\\_report.pdf](http://oreg.ca/web_documents/verdant_river_turbines_report.pdf)*

**Tecnología**

Este sistema, UEK (siglas de Underwater Electric Kite) consta de un par de turbinas lado a lado, las cuales cada una contiene un rotor de 5 aspas y su propio generador encerrado en el cubo. Tienen una tubería de expansión para guiar la expansión de la estela para aumentar la caída de presión. Tiene un sistema de montaje de anclaje al lecho fluvial o marino mediante cables y su flotación se da de manera análoga a la suspensión de una cometa.

**Aplicación:**

La turbina fue fabricada para trabajar en ríos, mareas y corrientes submarinas con rotores que varían entre 2m y 5m y operan a velocidades extremadamente bajas, alrededor de 0,2 m/s.

**Estado de la tecnología:**

La UEK ha sido probada en campo desde mediados de los 80s. Los resultados de estas pruebas son confidenciales.

### 3. MARCO TEÓRICO

#### 3.1. CONCEPTOS DE ENERGÍA HIDROKINÉTICA

Para entrar en el campo de la energía hidrocínética es importante tener unos conocimientos de mecánica de fluidos previamente. Como sabemos, la máquina en cuestión en este trabajo interactúa directamente como componente mecánico de características especiales con un fluido.

**3.1.1 Energía en el agua.** El concepto de la máquina es situar un elemento mecánico, un rotor tripala de eje horizontal en este caso, frente a la corriente de agua de un río. Debido a la geometría específica de las aspas y su interacción con el movimiento de la corriente, esta genera una fuerza sobre la superficie de cada aspa. La aplicación constante de esta fuerza generará un movimiento rotacional, o sea trabajo, que se ve traducido en una producción eléctrica al aprovecharlo mediante un sistema de generación.

Esta energía proporcionada por la naturaleza se puede descomponer como la sumatoria de tres tipos de energía diferentes.

- Energía Potencial: La cantidad de energía aportada por esta componente depende de una diferencia de nivel del fluido tomando como referencia el punto de donde proviene y el punto fijo donde se hace el proceso de conversión. Para el caso de generación con turbinas hidrocínéticas no es una cantidad energética apreciable.

- Energía Cinética: Es la energía mecánica que aporta la velocidad con la que se transporta el agua. De aquí el nombre de la energía que se aprovecha con este tipo de dispositivos. A pesar de ser causante del nombre del tipo de maquinaria su proporción puede llegar a ser igual o incluso menor a aquella de la energía de presión<sup>2</sup>.

- Energía de Diferencial de Presión: Ésta es la que se puede extraer de movimientos mecánicos realizados debido a diferencias de presión en un mismo sistema.

Estas componentes pueden variar significativamente a lo largo de un efluente pero su energía mecánica neta se mantendrá constante salvo por pérdidas por fricción y otras pérdidas minúsculas.

---

<sup>2</sup> ABS Alaskan, Inc. Siting Considerations for kinetic (In-Stream) hydro turbines [en línea]. [Consultado 04 de Junio, 2011]. Disponible en Internet: <http://www.absak.com/tech/EnCurrentSiting.pdf>

Los sistemas de generación eléctrica a partir de la energía mecánica del agua más comunes se basan mayoritariamente en sistemas de presión como las turbinas hidráulicas, las cuales aprovechan la energía potencial de grandes diferencias de nivel. Desafortunadamente estas plantas requieren de una mayor infraestructura lo que las hace económicamente y ambientalmente no viables para su desarrollo.

Los sistemas hidrocinéticos trabajan con la energía del flujo libre. Requieren mucho mas volumen de agua para alcanzar la producción eléctrica de las plantas anteriormente mencionadas, pero en ambientes complejos como los de los ríos se pueden lograr generaciones interesantes. Un proyecto de aprovechamiento de este tipo de energía requiere de confrontar recurso y requerimiento.

El recurso se puede estimar entonces conociendo la densidad de potencia por área transversal.

**Ecuación 1:** Densidad de potencia hidrocinética.

$$\left(\frac{P}{A}\right)_{\text{Agua}} = \frac{1}{2}\rho U^3$$

o de una manera más específica

**Ecuación 2:** Potencia hidrocinética neta.

$$\bar{P} = \frac{1}{2}A_d\rho U^3$$

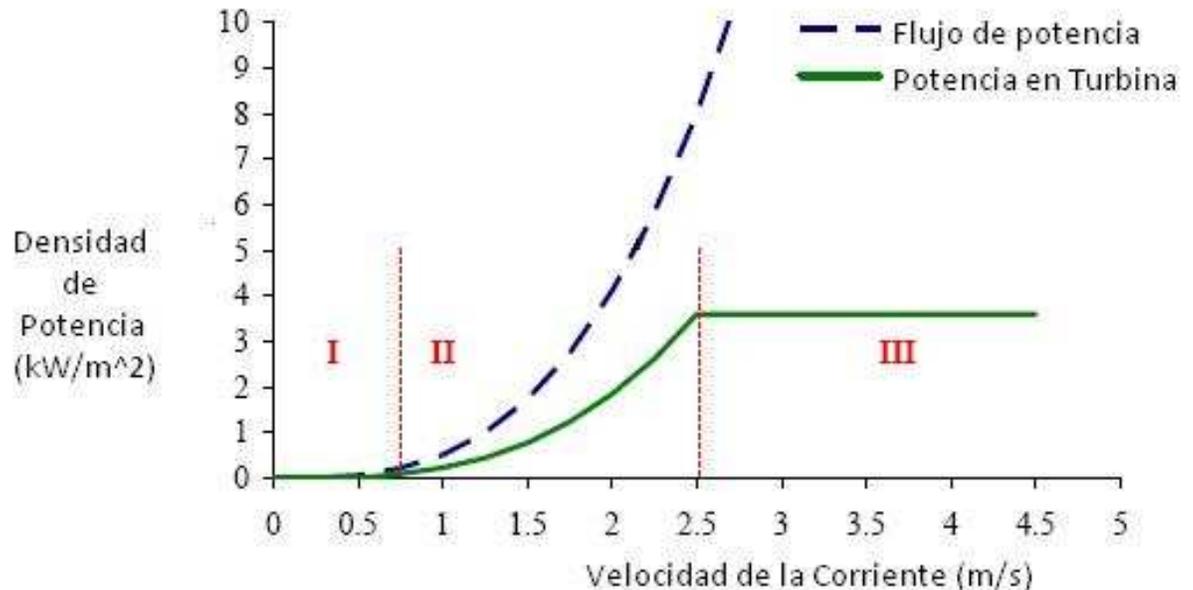
La Ecuación 1 revela un valor de densidad de potencia hidrocinética por unidad de área. Donde  $\rho$  es el valor de densidad del fluido, en este caso  $1000 \text{ kg/m}^3$  para agua dulce y  $1025 \text{ kg/m}^3$  para agua salada,  $U$  es la velocidad incidente del fluido en el área aferente y para este caso una turbina de eje horizontal que describe un área circular  $A_d$  como el área transversal.

La Ecuación 2 determina la potencia hidrocinética  $\bar{P}$  en general para el fluido que atraviesa el área  $A_d$  y como se puede apreciar variará notablemente con cambios de la velocidad. Ésta aplica para generadores eólicos de la misma manera que para generadores hidrocinéticos pero aún con velocidades similares la diferencia de densidades hace que trabajar con fluidos como el agua sea más atractivo del punto de vista de la generación eléctrica.

Las turbinas no satisfacen exactamente la curva que describiría esta ecuación de densidad de potencia ya que existen perdidas que se dan en la maquina, así como limites dinámicos. Además, en ocasiones también es necesaria una regulación en la producción lo cual constituye otra limitante. Para describir esto gráficamente la

Figura 10 muestra lo que representaría la curva que describe la Ecuación 2 en línea discontinua de color azul. Por debajo de esta, debido a las ineficiencias, se encuentra una curva obtenida del desempeño de una turbina eólica en color verde y línea continua. Ésta se estabiliza al llegar a un punto de regulación de la potencia eléctrica para protección de equipos de generación o simplemente para protección del rotor.

**Figura 10.** Zonas para rangos de velocidades y la producción eléctrica.



*Fuente: HAGERMAN, George, POLAGYE, Brian, METHODOLOGY FOR ESTIMATING TIDAL CURRENT ENERGY RESOURCES AND POWER PRODUCTION BY TIDAL IN-STREAM ENERGY CONVERSION (TISEC) DEVICES. Lineamientos de EPRI para estimaciones preliminares de producción eléctrica con dispositivos TISEC. Sept 29, 2006.*

En el rango de funcionamiento se distinguen tres zonas:

- REGIÓN I: La velocidad de accionamiento no se ha alcanzado porque la corriente no genera suficiente momento para rotar el tren de transmisión. Potencia eléctrica = 0.
- REGIÓN II: El viento logra mover las aspas y genera una potencia eléctrica igual a la potencia del fluido reducida debido a la eficiencia del sistema.
- REGIÓN III: La velocidad del fluido está por encima de la velocidad máxima de operación. Por seguridad no se genera más potencia que la nominal. Algunos generadores tienen sistemas de regulación de velocidad.

La Región II muestra que la potencia generada es reducida en proporción; y está dada por:

**Ecuación 3.** Potencia Eléctrica considerando eficiencias del sistema.

$$P_{electrica} = \bar{P} * C_p * \eta_{conv}$$

Donde  $\bar{P}$  es la potencia hidrocínética neta que pasa por el área A barrida por la turbina y  $C_p$  es la eficiencia que coincide con el coeficiente de potencia.

**Ecuación 4.** Eficiencia de conversión y sus componentes.

$$\eta_{conv} = \eta_{trans} * \eta_{gen} * \eta_{mult}$$

Existe una pérdida de potencia por eficiencia en cada elemento componente del sistema. Cuantos más elementos incluya menor será la potencia adquirida. Para cada tipo de elemento se tienen los siguientes valores estadísticos de sus eficiencias<sup>4</sup>:

$$\eta_{trans} = 96\%$$

Debido a la fricción y restricción al movimiento en los rodamientos sobre los que se apoya el eje de transmisión.

$$\eta_{gen} = 95\%$$

Perdidas en la conversión de energía mecánica a energía eléctrica, mayormente por fricción, imperfecciones en imanes o bobinados, o por recalentamiento.

$$\eta_{mult} = 98\%$$

Perdidas en disipación como calor.

En general se tiene una eficiencia total del sistema del 89%. Éstas, para cada elemento variarán según las cargas. Cuanto más cerca esté de la carga de diseño mayor será su eficiencia.

---

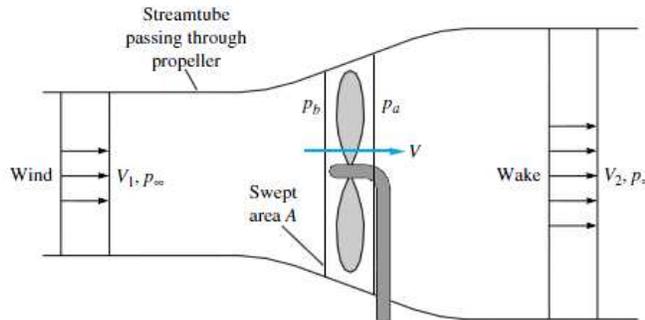
<sup>4</sup> Methodology for estimating tidal current energy resources and power production by tidal in-stream energy conversion (TISEC) devices [en línea]. Palo Alto: Energy Power Research Institute, 2006. [Consultado 15 de junio, 2011]. Disponible en internet: [http://oceanenergy.epri.com/attachments/streamenergy/reports/TP-001\\_REV\\_3\\_BP\\_091306.pdf](http://oceanenergy.epri.com/attachments/streamenergy/reports/TP-001_REV_3_BP_091306.pdf) p. 16.

### 3.2. DINÁMICA DE FLUIDOS EN TURBINAS DE EJE HORIZONTAL

Las turbinas son elementos mecánicos que convierten la energía de un fluido en energía mecánica aprovechable en un eje que se dispone de manera paralela al flujo de la sustancia en cuestión que en nuestro caso es agua. Se puede hacer una analogía entre el comportamiento del aire con el comportamiento del agua salvo por sus propiedades de densidad y viscosidad.

Las turbinas eólicas de eje horizontal que implementan palas con perfiles geométricos específicos extraen la energía contenida en el viento al atacar el conjunto de elementos mecánicos. Este total de energía tiene dos componentes, pues gracias a sus perfiles un porcentaje provendrá de la energía cinética del viento y en otra proporción de la energía dada por un gradiente de presión.

**Figura 11.** Forma del tubo de corriente a través de un generador eólico.



Fuente: WHITE, Frank M. *Fluid Mechanics*. 4 ed. Boston, McGraw-Hill, 2008. p.752.

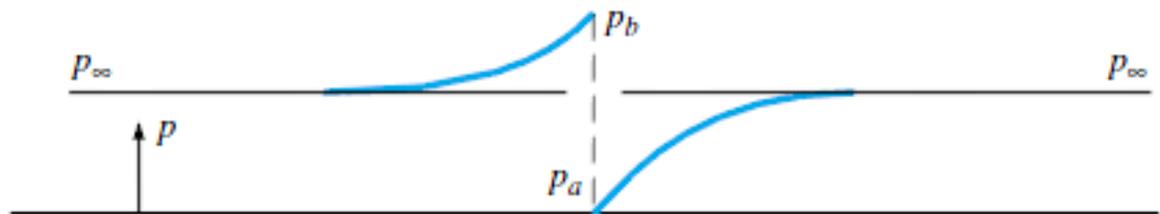
La Figura 11 muestra gráficamente un esquema del comportamiento de un tubo de corriente que atraviesa una turbina. Se pueden observar 4 secciones de interés en este túnel.

- Una primera sección corriente arriba en la que las condiciones del fluido son de estado natural. Velocidad del agua  $U_\infty$ , la presión es dependiente tan solo de la profundidad  $P_\infty$ , y un área transversal  $A_1$  del tubo de corriente.
- La segunda sección se ubica inmediatamente antes de que el fluido haga contacto con el rotor. La presión se eleva a  $P_b$ , lo que obliga al tubo de corriente a expandirse a una sección transversal  $A_b$ , la velocidad se reduce un poco a  $U_b$ .
- La sección inmediatamente después del disco varía muy poco en cuanto a velocidad y área de sección transversal del tubo de corriente, siendo estos  $U_a$  y  $A_a$  respectivamente. El cambio más drástico se da en la presión, que es negativa en este punto,  $P_a$ , como se ilustra en la Figura 12.
- La última sección presenta las condiciones de la estela. La velocidad alcanza su mínimo valor  $U_w$ , la sección transversal del tubo de corriente llega a su máximo diámetro  $A_w$  pero la presión vuelve a igualarse a la natural,  $P_\infty$ .

**3.2.1 Concepto de disco actuador.** Este concepto trata de explicar lo que sucede con la energía cinética extraída del flujo sin entrar a especificar una geometría de rotor en particular por lo que se le denominará *disco actuador*; es posible canalizar gran parte de esta energía para realizar un trabajo útil o puede disiparse como turbulencia de nuevo en el fluido.

La Figura 12 muestra en vista longitudinal como varía a presión en función de la distancia al rotor (línea discontinua). En general el tubo de corriente se puede tratar como un sistema cerrado<sup>5</sup> pues se conserva el flujo másico  $\dot{m}$  y solo cambian sus componentes  $A$  y  $U$ . Los sufijos  $\infty$ ,  $b$ ,  $a$  y  $w$  representan el punto de ubicación sobre la trayectoria del flujo siendo  $\infty$  corriente arriba o corriente abajo para dar a entender que las condiciones se normalizan corriente abajo y vuelven a ser condiciones naturales del cauce.  $b$  para las condiciones inmediatamente antes y  $a$  después del *disco actuador* y  $w$  para las condiciones en la estela corriente abajo.

**Figura 12.** Variación de los valores de presión a lo largo del túnel de corriente.



Fuente: WHITE, Frank M. *Fluid Mechanics*. 4 ed. Boston, McGraw-Hill, 2008. p.752.

**Ecuación 5.** Condiciones antes, durante y después del disco actuador.

$$\rho A_{\infty} U_{\infty} = \rho A_d U_d = \rho A_w U_w$$

Es común pensar que haya una reducción de la velocidad del fluido ante el rotor. Esta es una inducción de velocidad por el disco actuador dada por  $-aU_{\infty}$ . Se conoce como factor de inducción al flujo axial. De aquí que

**Ecuación 6.** Velocidad del fluido en el disco actuador.

$$U_d = U_{\infty}(1 - a)$$

<sup>5</sup> BURTON, Tony. SHARPE, David. JENKINS, Nick. BOSSANYI, Ervin. *Wind energy handbook*. Baffins Lane: John Wiley & Sons Ltd, 2001 p. 41.

**3.2.1.1 Teoría de momento.** El fluido que pasa a través del disco tiene una reducción de velocidad  $U_\infty - U_w$  y a una tasa de cambio de momento igual al cambio total de rapidez por el flujo másico.

**Ecuación 7.** Tasa de cambio de momento del fluido antes del rotor.

$$\text{Tasa de cambio de momento} = (U_\infty - U_w)\rho A_d U_d$$

La fuerza causante de este cambio de momento proviene enteramente de la diferencia de presiones a través del disco actuador. Entonces

$$(p_d^+ - p_d^-)A_d = (U_\infty - U_w)\rho A_d U_\infty(1 - a)$$

Para obtener este gradiente de presión se emplea la ecuación de Bernoulli en dos casos separados; corriente arriba y corriente abajo. Resolviendo ese pequeño sistema de ecuaciones, la ecuación anterior será entonces

$$\frac{1}{2}\rho(U_\infty^2 - U_w^2)A_d = (U_\infty - U_w)\rho A_d U_\infty(1 - a)$$

Y así

**Ecuación 8.** Velocidad del agua después del rotor en la estela.

$$U_w = (1 - 2a)U_\infty$$

Lo que significa que la mitad de la pérdida de velocidad en el tubo de corriente tiene lugar corriente arriba y la otra mitad corriente abajo.

**3.2.1.2 Coeficiente de potencia.** La fuerza en el fluido proviene de

**Ecuación 9.** Fuerza que ejerce el agua sobre el disco actuador.

$$F = (p_d^+ - p_d^-)A_d = 2\rho A_d U_d^2 a(1 - a)$$

Entonces la potencia disponible será

**Ecuación 10.** Potencia disponible en el fluido que atraviesa el disco actuador.

$$\text{Potencia} = F U_d = 2\rho A_d U_\infty^3 a(1 - a)^2$$

Entonces se define el *Coeficiente de potencia* como

**Ecuación 11.** Definición de Coeficiente de Potencia.

$$C_p = \frac{\text{Potencia}}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^3 A_d}$$

Donde el denominador representa la potencia disponible en el fluido. Entonces

**Ecuación 12.** Coeficiente de potencia en función del factor de inducción al flujo axial.

$$C_p = 4a(1 - a)^2$$

**3.2.1.3 Límite de Betz.** El máximo valor de  $C_p$  se da cuando

**Ecuación 13.** Condición del máximo valor de  $C_p$ .

$$\frac{dC_p}{da} = 4(1 - a)(1 - 3a) = 0$$

Lo que da un valor para  $a$  de 1/3. Entonces

**Ecuación 14.** Valor del Límite de Betz.

$$C_{p \max} = \frac{16}{27} = 0,593$$

Este es el máximo valor de eficiencia alcanzable. Hasta el momento no hay turbina (de viento) que haya podido sobrepasar este límite<sup>6</sup>. Este impedimento no se da por un mal diseño de aspa sino porque el tubo de corriente se tiene que expandir corriente arriba del disco actuador y así su sección transversal del túnel donde el fluido está en su máxima rapidez de flujo libre es más pequeña que el área del disco rotor.

**3.2.1.4 Coeficiente de empuje.** La fuerza del disco actuador causada por la caída de presión dada por la Ecuación 9 también puede convertirse a adimensional para dar el coeficiente de empuje  $C_T$ .

---

<sup>6</sup> Ibid., p. 46

**Ecuación 15.** Definición de Coeficiente de Empuje.

$$C_T = \frac{\text{Potencia}}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^2 A_d}$$

**Ecuación 16.** Coeficiente de Empuje en términos del factor de inducción al flujo axial.

$$C_T = 4a(1 - a)$$

Esta ecuación presenta una inconsistencia cuando  $a \geq 1/2$  porque la rapidez en la estela dada por  $(1-2a)U_\infty$  se vuelve cero, o hasta alcanzar un valor negativo. En esta situación ya no aplica la teoría de momento como se describe y se debe hacer una modificación empírica.

**3.2.2 Teoría de disco rotor.** La extracción de energía de la corriente del agua depende del diseño particular de la turbina. La disposición de la turbina, el número de aspas y la velocidad rotacional son los factores más importantes. Las aspas rotan a una velocidad dada creando una diferencia de presión a través del disco rotor, la cual es la responsable de momento axial en la estela y asociado con esto está la pérdida de energía que podría ser aprovechada con la implementación de un generador instalado en el eje del rotor. Al igual que un empuje, la turbina experimenta un torque en la dirección de rotación. El generador, por su parte, ejerce un torque igual y opuesto manteniendo la velocidad a ritmo constante.

### 3.3. TEORÍA DEL ELEMENTO DE PALA

Las fuerzas aerodinámicas que actúan sobre la pala, que son la fuerza de sustentación y la fuerza de arrastre son las responsables de la tasa de cambio de momento de todo el fluido que pasa a través del disco barrido por los elementos de pala. Adicionalmente la fuerza imprimida en pala a causa de la caída de presión asociada a la velocidad en la estela también es provista por estas fuerzas.

Se asume que las fuerzas actuantes sobre un elemento de pala pueden ser calculadas de una manera simplificada sobre la sección transversal de un perfil determinado con un ángulo de ataque determinado.

El ángulo de ataque es determinado por la componente de la velocidad en una posición radial dada en términos de la velocidad del viento y la velocidad rotacional. Teniendo información de como varían los coeficientes  $C_d$  y  $C_L$  con el

ángulo de ataque se pueden determinar las fuerzas sobre las aspas.

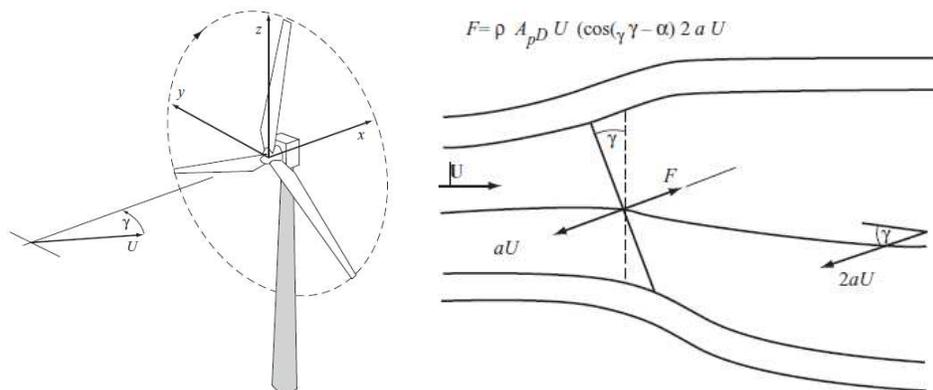
### 3.4. DINÁMICA DEL FLUIDO SOBRE UNA TURBINA VIRADA

Las turbinas axiales de eje horizontal se denominan así debido a la posición del rotor respecto al suelo que a su vez se encuentra perpendicular al flujo, como a su eje. Pues bien, este es un caso ideal. Ocasionalmente la dirección del fluido, sea viento o agua, puede variar.

En el caso de las turbinas eólicas es lo más común, debido a que la corriente de aire en la mayoría de los casos no viene canalizada, lo que hace que la dirección del viento sea variable. Entonces la acción del tubo de corriente se ve reducida debido al ángulo que se produce en relación al rotor (Figura 13) reduciendo el área aferente expuesta de la turbina.

De forma similar, las turbinas axiales de eje horizontal sumergidas en corriente de río o marítimas pueden sufrir este viraje respecto a la corriente. Como consecuencia de esta condición la eficiencia de la turbina se verá reducida en un factor que depende del ángulo de viraje  $\gamma$ .

**Figura 13.** Corriente de aire que impacta un rotor de generador eólico en un ángulo  $\gamma$ .



*Fuente: BURTON, Tony. SHARPE, David. JENKINS, Nick. BOSSANYI, Ervin. Wind energy handbook. Baffins Lane: John Wiley & Sons Ltd, 2001. p.97.*

Si se asume que la fuerza del disco rotor, que es una fuerza de presión normal al disco, es responsable de la tasa de cambio del momento del flujo entonces la velocidad promedio inducida debe ser en una dirección con ángulos relativos al plano del rotor. Por este motivo se considera la siguiente corrección.

Sea una corriente virada un ángulo  $\gamma$  como en la Figura 13, entonces se asume

que la tasa de cambio de momento en la dirección axial es igual a la tasa de flujo másico a través del disco rotor por el cambio en la velocidad normal al plano del rotor.

**Ecuación 17.** Fuerza neta sobre el rotor en dirección axial.

$$F = \rho A_d U_\infty (\cos \gamma - a) 2a U_\infty$$

Entonces

**Ecuación 18.** Coeficiente de empuje  $C_T$  para un rotor virado.

$$C_T = 4a(\cos \gamma - a)$$

Y la potencia desarrollada será

**Ecuación 19.** Potencia con factor de viraje.

$$Potencia = F U_\infty (\cos \gamma - a)$$

Y el factor de potencia  $C_p$

**Ecuación 20.** Coeficiente de potencia  $C_p$  para un rotor virado.

$$C_p = 4a(\cos \gamma - a)^2$$

Realizando la diferencial respecto a  $a$  e igualando a cero se puede hallar el máximo valor para  $C_p$  dando los valores

**Ecuación 21.** Valor de " $a$ " para máximo valor con rotor virado y máximo Coeficiente de potencia.

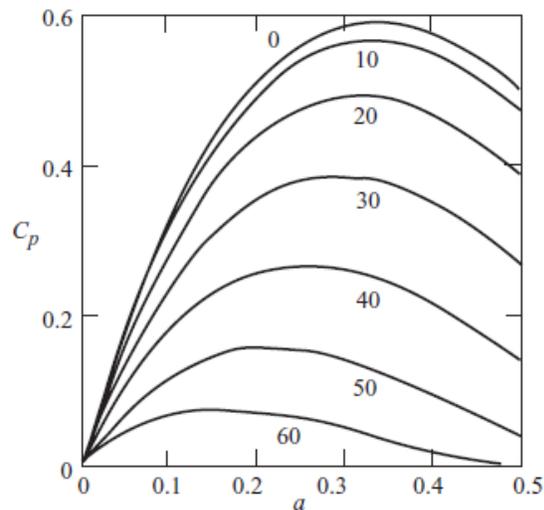
$$a = \frac{\cos \gamma}{3} \quad y \quad C_{p \max} = \frac{16}{27} \cos^3 \gamma$$

Esta regla del  $\cos^3$   $\gamma$  se adopta comúnmente para estos casos en los que el recurso no satisface la condición de perpendicularidad<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> Burton, John D. Revisión de desempeño del Acuavatio. Junio, 2010. Correo electrónico.

**Figura 14.** Variación del Coeficiente de potencia con el ángulo de viraje y el factor axial de flujo.



Fuente: BURTON, Tony. SHARPE, David. JENKINS, Nick. BOSSANYI, Ervin. *Wind energy handbook*. Baffins Lane: John Wiley & Sons Ltd, 2001. p.97.

### 3.5. DESEMPEÑO DE TURBINAS DE VIENTO

El análisis que se aplica en esta caracterización de una turbina de río es tomado del que se aplica en turbinas de viento de eje horizontal (respecto a la superficie de la tierra). Casos similares, se dan para máquinas de eje vertical o de flujo cruzado. El desempeño de los rotores expuestos al flujo del agua es perfectamente análogo al caso de exponerlas a una corriente de aire salvo por las diferencias en sus propiedades físicas, proporcionando resultados numéricos diferentes. Debido a que la investigación en el desempeño de máquinas como las turbinas de río es tan reciente y se fundamenta en el desarrollo de productos comerciales los métodos de experimentación publicados son escasos o reservados.

**3.5.1 Curvas de desempeño.** Hay 3 indicadores principales que caracterizan una turbina cinética y que varían en función de la velocidad del fluido.

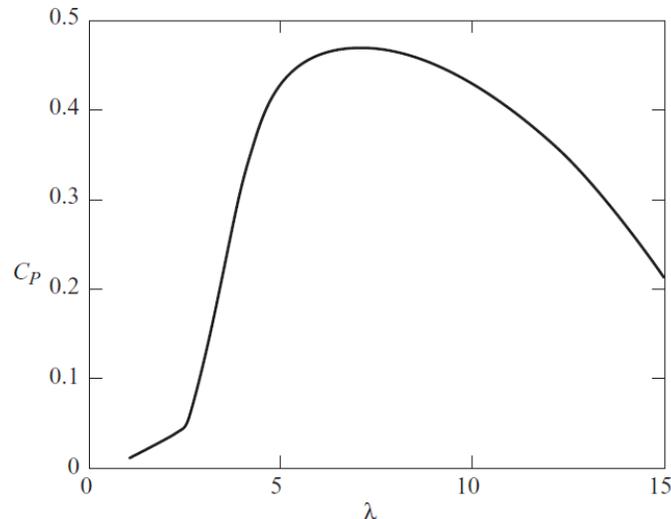
- Potencia: Determina la cantidad de energía capturada por el rotor
- Torque: determina el tamaño de la caja de multiplicación.
- Empuje: tiene influencia sobre el diseño de la estructura.

Estas curvas se suelen representar de forma adimensional y pueden ser determinadas a velocidad rotacional constante o a un régimen de variación de

velocidad del rotor. El desempeño dinámico del rotor dependerá de su velocidad de punta de aspa  $\lambda$  (TSR para Tip Speed Ratio) y el ángulo de paso (pitch). En este contexto, los coeficientes de potencia, torque y empuje serán expresados en función de  $\lambda$ .

Curva de desempeño  $C_p - \lambda$  (Coeficiente de potencia –TSR).

**Figura 15.** Curva de desempeño Coeficiente de Potencia -  $\lambda$  (TSR).



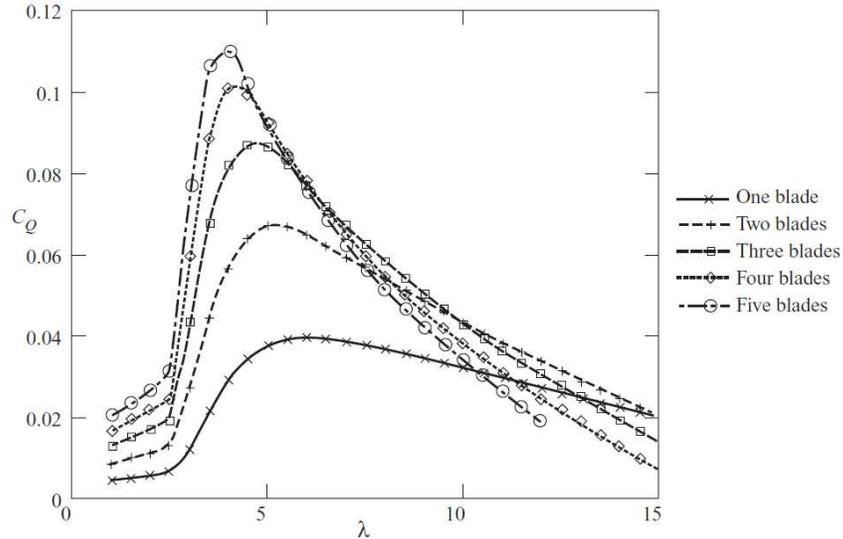
Fuente: BURTON, Tony. SHARPE, David. JENKINS, Nick. BOSSANYI, Ervin. *Wind energy handbook*. Baffins Lane: John Wiley & Sons Ltd, 2001. p.174.

Esta es la curva que usualmente se implementa para presentar el desempeño de una turbina en cuanto a la capacidad de alcanzar la potencia máxima. En la figura 15 se aprecia una curva para un aerogenerador tripala moderno. De manera muy similar se espera presentar el desempeño de una turbina de río para la cual solo difieren valores como lo son la densidad del fluido y las velocidades de la corriente. Como se puede apreciar su máximo rendimiento está por debajo de un  $C_p$  de 0.59, que es el límite de Betz, inclusive esta tan solo a 0.47 debido a efectos de arrastre o efectos de estancamiento que se presentan a  $\lambda$  bajos.

Curva de desempeño  $C_Q - \lambda$  (Coeficiente de torque – TSR).

Se deriva del coeficiente de potencia simplemente dividiendo entre la velocidad adimensional  $\lambda$ , por lo que no revela información adicional del desempeño. El uso principal para esta curva es para propósitos del diseño de la caja de multiplicación. Un aspecto importante en este sentido es el torque y su variación respecto a la solidez del rotor, la cual se afecta al variar el número de palas en el rotor.. En la Figura 16 se aprecia la diferencia de torques generados según el número de aspas que conforman el rotor.

**Figura 16.** Curva de desempeño de Coeficiente de Torque -  $\lambda$  (TSR).

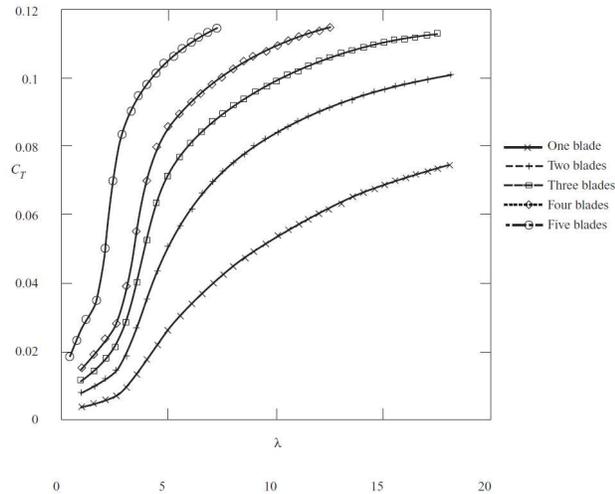


Fuente: BURTON, Tony. SHARPE, David. JENKINS, Nick. BOSSANYI, Ervin. Wind energy handbook. Baffins Lane: John Wiley & Sons Ltd, 2001. p.176.

Curva de desempeño  $C_T$  -  $\lambda$  (Coeficiente de empuje – TSR)

Esta curva concierne al diseño de la estructura de montaje del rotor. En el caso de las turbinas eólicas para las torres sobre las cuales se elevan. De la misma manera que en la curva de desempeño  $C_Q$  -  $\lambda$  hay una variación conforme se aumenta la solidez la cual se puede apreciar en la Figura 17.

**Figura 17.** Curva de desempeño de Coeficiente de Empuje -  $\lambda$  (TSR).



Fuente: BURTON, Tony. SHARPE, David. JENKINS, Nick. BOSSANYI, Ervin. Wind energy handbook. Baffins Lane: John Wiley & Sons Ltd, 2001. p.177.

### 3.6. 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.

**3.6.1 Estimación del recurso de corrientes subacuáticas. 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 TISEC 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<sup>8</sup>. 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  $U$  [m/s] por el área de la sección transversal del canal  $A$  [m<sup>2</sup>].

**Ecuación 22.** Ecuación de continuidad (Conservación de la masa).

$$Q = UA$$

Donde

**Ecuación 23.** Área de sección transversal del canal.

$$A = hW$$

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 24.** Ecuación de conservación de la energía.

$$\left( z_1 + h_1 + \frac{U_1^2}{2g} \right) = \left( z_2 + h_2 + \frac{U_2^2}{2g} \right) + h_f$$

Donde las pérdidas por fricción  $h_f$  se consideran despreciables. Esta ecuación se ilustra en la Figura 18.

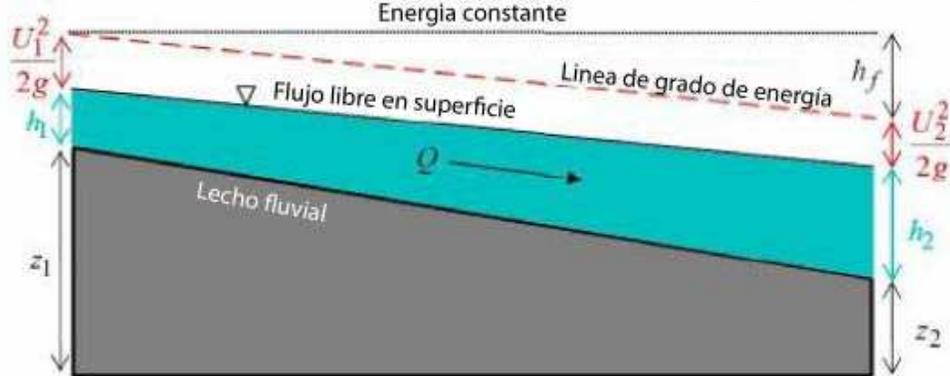
Asumiendo una pérdida por fricción  $h_f$  despreciable entre las dos secciones, si la elevación del lecho y el ancho del canal son conocidos, la profundidad del flujo  $h_1$ , y la velocidad promedio  $U_1$  a esta profundidad son conocidos en la sección 1, entonces la profundidad de flujo  $h_2$  y la velocidad del fluido  $U_2$  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 Ecuación 25.

---

<sup>8</sup> Methodology for estimating tidal current energy resources and power production by tidal in-stream energy conversion (TISEC) devices. Op. cit. Disponible en internet: [http://oceanenergy.epri.com/attachments/streamenergy/reports/TP-001\\_REV\\_3\\_BP\\_091306.pdf](http://oceanenergy.epri.com/attachments/streamenergy/reports/TP-001_REV_3_BP_091306.pdf)

**Figura 18.** Teoría de flujo en canal abierto; Ecuación de energía y figura ilustrativa.



Fuente: *Methodology for estimating tidal current energy resources and power production by tidal in-stream energy conversion (TISEC) devices* [en línea]. Palo Alto: Energy Power Research Institute, 2006. [Consultado 15 de junio, 2011]. Disponible en internet: [http://oceanenergy.epri.com/attachments/streamenergy/reports/TP-001\\_REV\\_3\\_BP\\_091306.pdf](http://oceanenergy.epri.com/attachments/streamenergy/reports/TP-001_REV_3_BP_091306.pdf) p. 36.

**Ecuación 25:** Ecuación de continuidad.

$$W_1 h_1 U_1 = W_2 h_2 U_2$$

Despejando  $h_2$  y poniéndolo en términos de  $U_2$

**Ecuación 26:** Ecuación para determinar  $h_2$  de la ecuación de continuidad.

$$h_2 = W_1 h_1 U_1 / W_2 U_2$$

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.

**3.6.2 Aspectos físicos del río.** Todos los ríos son diferentes debido a la geografía. Aun siendo así, básicamente, un río es un acanalamiento de agua que se ha venido sumando poco a poco desde las cumbres de las montañas descendiendo gracias a la fuerza de gravedad y a las formaciones de tierra que ordenan el fluido rumbo a un punto más bajo respecto al nivel de origen.

A lo largo del camino de los ríos hacia el mar, su corriente obedece a la pendiente de la tierra, la cual se mantiene en constante variación. Esta pendiente corresponde al suelo sobre el cual se ubica. En algunas secciones del río su pendiente será “alta” resultando en corrientes rápidas, en otros casos habrá una

pendiente moderada, reflejándose como ríos profundos y de cauce lento. En general, cuanto mayor sea el gradiente o pendiente mayor será la velocidad del río. Este gradiente es el factor que más influencia la velocidad de la corriente. La ubicación óptima para una turbina Hidrocinética es en los gradientes más empinados posibles, esto sin incurrir en turbulencias excesivas que son características de estas velocidades de agua.

**Figura 19.** Cambio de gradiente en el lecho del río. Vista de corte longitudinal del lecho fluvial.



Fuente: Siting Considerations for kinetic (In-Stream) Hydro Turbines [en línea]. Fairbanks - EEUU: ABS Alaskan, Inc., [Consultado 07 de Junio de 2010]. Disponible en Internet: <http://www.absak.com/tech/EnCurrentSiting.pdf>

Esto es un análisis considerando una vista de corte longitudinal que caracteriza a un río y las condiciones del flujo que impactarán de manera destacada sobre la producción eléctrica si las condiciones son adecuadas. Desde un punto de vista transversal también se puede obtener el perfil de la sección de un río. La fricción es el mayor enemigo de la velocidad de la corriente en canales. Las secciones amplias del río son generalmente las menos profundas y por esto tienen un alto porcentaje de contacto con el lecho comparado con canales angostos y profundos. Este contacto con el lecho reduce la velocidad y las velocidades en las cercanías del lecho tendrán las menores velocidades. Las áreas cercanas a las orillas también presentarán problemas como son flujos rotacionales cruzados. De manera análoga a la disminución de la velocidad del fluido con la cercanía al lecho las áreas cercanas a las orillas también presentarán problemas como lo son flujos rotacionales cruzados.

Si el contorno del lecho del río y por lo tanto su profundidad, es uniforme a lo largo del río, la mayor velocidad de corriente estará dada en el punto en el que el lecho este más distante. Si el contorno es irregular la mayor velocidad se encontrará en el centro de la porción con la mayor profundidad.

Hay muy pocas áreas en las que existe un flujo laminar (si las hay). La totalidad del recorrido del río puede considerarse turbulento, sin embargo lechos de río rugosos (rocosos o irregulares) incrementan la fricción y crean excesiva turbulencia. Estos dos factores desaceleran la corriente del agua. Es vital evitar ubicar la turbina en secciones poco profundas donde el rotor estará expuesto a turbulencia excesiva.

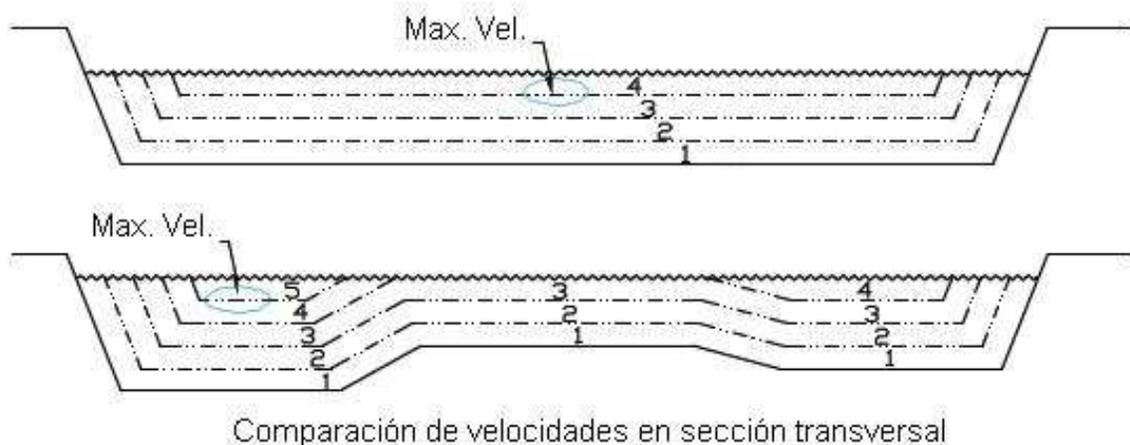
Estos últimos dos análisis de cortes de sección, longitudinal y transversal generan

secciones del canal de agua. Tal como en secciones de tubería las de menor fricción, desorden del flujo, y mayor velocidad son las secciones rectas. El flujo más lineal y estable posible se puede encontrar en los ríos en las secciones rectas, más que en los recodos. Si la única opción es la de la ubicación en un recodo entonces el punto de mayor velocidad será en la porción más externa a la curva. Estas áreas pueden presentar problemas ya que la corriente tiende a erosionar la orilla externa de la curva. Adicional, el efecto del flujo de agua en curva puede resultar en remolinos debido al sobreviraje de la corriente de agua y cruce de corrientes, teniendo impacto en la velocidad.

**3.6.3 Criterios de ubicación del rotor.** Una vez decidida la locación en el río, 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 10% y el 30% de la profundidad. Las áreas de menor velocidad serán las próximas a las orillas y al lecho del canal.

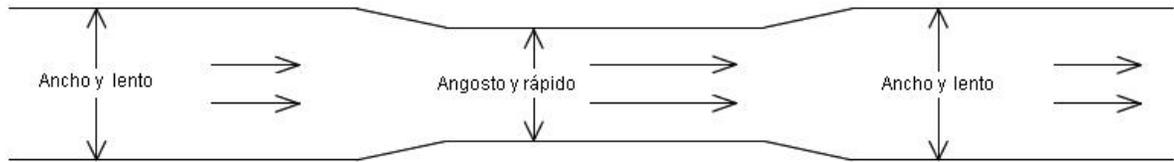
Esto sucede en general para una sección transversal. Ahora, se pueden obtener mejores resultados escogiendo una buena sección. Las que tienen un área de sección transversal menor tendrán mayor velocidad por la ley de continuidad. Es decir, el mismo volumen de agua pasa a través de un área más pequeña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

**Figura 20.** Niveles de velocidad de la corriente en sección transversal del río.



Fuente: Siting Considerations for kinetic (In-Stream) Hydro Turbines [en línea]. Fairbanks: ABS Alaskan, Inc., [Consultado 07 de Junio de 2010]. Disponible en Internet: <http://www.absak.com/tech/EnCurrentSiting.pdf>

**Figura 21.** Cambio de velocidad según sección transversal del canal.



Fuente: Siting Considerations for kinetic (In-Stream) Hydro Turbines [en línea]. Fairbanks: ABS Alaskan, Inc., [Consultado 07 de Junio de 2010]. Disponible en Internet: <http://www.absak.com/tech/EnCurrentSiting.pdf>

### 3.6.4 Aspectos de impacto.

- IMPACTO VISUAL. Esta es una tecnología completamente innovadora, pues hoy en día en todo el mundo son muy pocas las turbinas hidrocinéticas que pueden haber instaladas sean superficiales (NSM), flotantes (FSM) o sumergidas (BSM). 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 (FSM) y anclados al fondo (BSM) pueden ser los más indicados para impactar lo menos posible en este sentido.

- IMPACTO AMBIENTAL. Las turbinas de río, y en general las turbinas de energía hidrocinética 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 del río. Se podría pensar que este movimiento podría perjudicar el libre tránsito de fauna acuática 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”. Para esto, las principales organizaciones gubernamentales de Canadá y EEUU como el Departamento De Energía (DoE), el Laboratorio Nacional para las Energías Renovables (NREL) el Instituto de Investigación en Potencia Eléctrica (EPRI), desde esta etapa prematura de estas tecnologías están generando lineamientos para la explotación de este recurso lo mas sustentable y limpia posible.

**3.6.5 Recurso extraíble.** Por motivos concernientes al ambiente hay un límite de extracción de un 15% de la potencia cinética anual<sup>9</sup>. Se pensaría que, análogo a los parques eólicos, se podrían instalar filas de turbinas espaciadas debidamente para evitar efectos de estela (wake) pero la naturaleza de los recursos de viento y de corriente de agua son diferentes.

Las turbinas de viento extraen energía de la capa turbulenta más baja de la atmósfera. Al pasar el rotor la velocidad del viento se reduce inmediatamente y reduce la tasa de transferencia de momento de turbulencia corriente abajo hasta que se restablece relativamente en una distancia corta. La corriente es entonces aplanada desde arriba con ayuda de la capa superior de toda la tropósfera (16-18 km de altura en el ecuador).

En contraste con el flujo atmosférico de aire, una corriente de agua está contenida entre la superficie y el fondo que no suele estar muy distante. Esto hace más probable que haya una reducción de la circulación teniendo efectos sobre el ambiente. Este límite del 15% se ha establecido basado en el modelado limitado hasta la fecha, es decir; el número de este tipo de plantas generadoras es tan insignificante en el momento que la proyección a futuro lleva a permitir a explotación de este porcentaje.

Son muy pocos los estudios que se han realizado sobre este tema. Algunas entidades como Black & Veatch Consulting ltd han establecido 20% de la energía como un "factor de impacto significativo", y puede llegar a ser extraído sin efectos significativos sobre el medio ambiente.

EPRI toma como límite de extracción ambiental un 15%, que de acuerdo a modelos de canal abierto circulante (open-ended channel) representaría una reducción de la velocidad del agua promedio de 4% a lo largo del canal. Aun es desconocido si este porcentaje de extracción resultará en consecuencias malignas para el medio ambiente ya sea por desacelerar el transporte de nutrientes y oxígeno o disminución en el mezclado turbulento. La extracción de energía y su

---

<sup>9</sup> Methodology for estimating tidal current energy resources and power production by tidal in-stream energy conversion (TISEC) devices. Op. cit., p. 32.

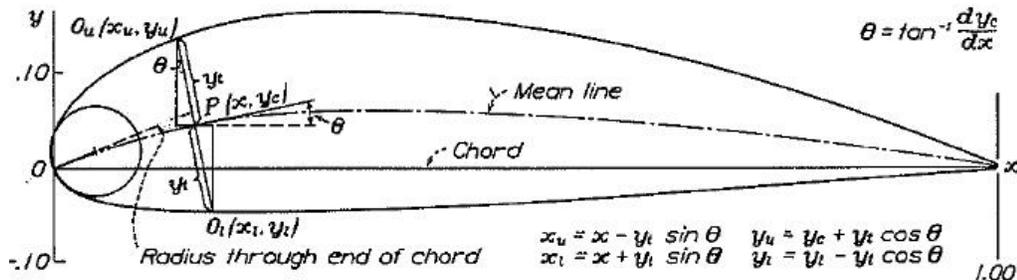
subsecuente reducción del flujo corriente abajo resultará en un rebosamiento en la cabecera (por la disminución en velocidad de afluencia) dando pie a fuerzas de rebosamiento.

### 3.7. PERFIL NACA SERIE 4

La serie 4 de los perfiles NACA hace referencia al tipo de perfil que se implementa en las palas de la turbina. Aun cuando estos perfiles se utilizan para alas de aeroplanos se aplican habitualmente en palas rotantes pues de igual manera interactúan con un fluido.

La Figura 22 muestra un ejemplo de un perfil NACA de la serie 4, donde son 4 los dígitos que dan una descripción geométrica específica que crea el perfil. De forma paramétrica existen un par de ecuaciones que generan las curvas superior e inferior en función de una sola dimensión que es la cuerda  $c$  (denotada como Chord por su traducción en inglés en la figura 22).

**Figura 22.** Perfil NACA y sus componentes geométricos.



Fuente: *The characteristics of 78 related airfoil sections from tests in the variable-density wind tunnel [en línea].* Washington DC: National Advisory Committee For Aeronautics. Disponible en internet: [http://ntrs.nasa.gov/archive/nasa/casi.ntrs.nasa.gov/19930091108\\_1993091108.pdf](http://ntrs.nasa.gov/archive/nasa/casi.ntrs.nasa.gov/19930091108_1993091108.pdf)

Las instrucciones que se dan para descifrar el perfil son las siguientes:

- El primer dígito especifica su camber máximo (m) en porcentaje de su cuerda (largo del perfil).
- El segundo indica la posición de ese máximo camber (p) en décimas por ciento de la cuerda.
- Y los dos últimos dígitos son el espesor máximo (t) del perfil en porcentaje de la cuerda.

El conjunto de ecuaciones que describen las curvas componentes del perfil son perfectamente reemplazables por una tabla de coordenadas (Tabla 2) que de igual manera se calculan en función de la Cuerda "c".

X se expresa progresivamente como un porcentaje de  $c$ , ordenada desde el origen del plano cartesiano hasta abarcar el 100% de la longitud. Igualmente porcentuales respecto de  $c$  se irán marcando sus correspondientes en Y superior e inferior.

Ventajas:

- Este perfil cuenta con buenas características ante estancamiento.
- En rangos de velocidades altas tiene un pequeño desvío de su punto de presión.
- La rugosidad presenta efectos imperceptibles.

Desventajas:

- Coeficiente de sustentación máximo ( $C_{L_{max}}$ ) bajo.
- Genera un arrastre relativamente elevado.
- Alto momento de cabeceo.

**Tabla 2.** Coordenadas porcentuales para un perfil NACA 4412 en función de su cuerda  $c$ .

X %	Y <sub>superior</sub> %	Y <sub>inferior</sub> %
0	0	0
1,25	2,44	-1,43
2,5	3,39	-1,95
5	4,73	-2,49
7,5	5,76	-2,74
10	6,59	-2,86
15	7,89	-2,88
20	8,8	-2,74
25	9,41	-2,5
30	9,76	-2,26
40	9,8	-1,8
50	9,19	-1,4
60	8,14	-1
70	6,69	-0,65
80	4,89	-0,39
90	2,71	-0,22
95	1,47	-0,16
100	0	0

Fuente: NACA 4412 airfoil [en línea]. Soviet Ultralight and Homebuilt Aircraft. [Consultado 20 de mayo, 2011]. Disponible en internet: [http://easyultralightdesign.com/airfoils/naca4412\\_airfoil.php](http://easyultralightdesign.com/airfoils/naca4412_airfoil.php)

Aplicaciones:

- Aviación en general.
- Colas horizontales.

Alas simétricas

- Jets Supersónicos.
- Aspas de helicópteros.
- Alerones de misiles/cohetes.

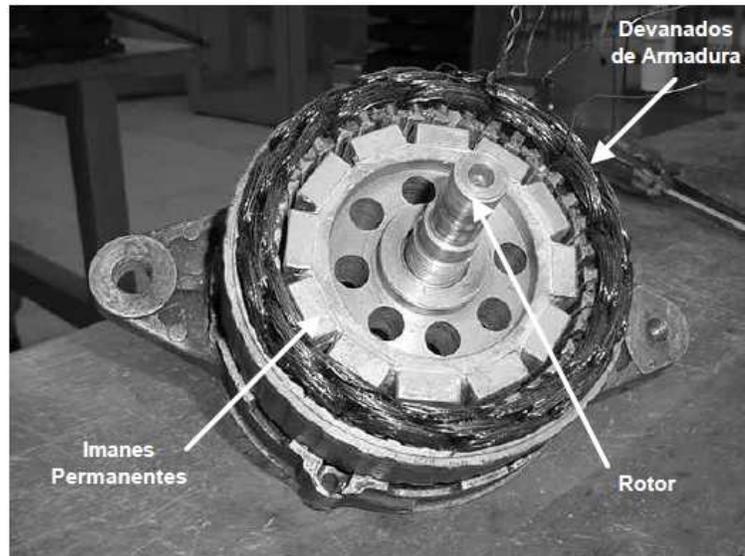
### 3.8. GENERACIÓN ELÉCTRICA

Para este caso se trabajo específicamente con un generador de imanes permanentes resultado de un trabajo de grado y donado para la aplicación en el proyecto ACUAVATIO.

**3.8.1 Generador síncrono de imanes permanentes.** Se trata de un generador eléctrico de imanes permanentes de flujo axial. Este es el tipo de generadores que se implementan en la generación eléctrica con algunas turbinas de viento ya que generan potencias considerables a bajas revoluciones, aunque requieren de un mayor torque que generadores convencionales. Para éste en particular su potencia nominal está establecida en 400 Watt a velocidades de rotación entre 300 y 1000 RPM. El costo de este beneficio es la necesidad de aumentar el torque de entrada para hacer girar el rotor, que opone una resistencia mayor debido a sus imanes de tierras raras (Neodimio, Hierro y Boro) que reemplaza el bobinado inductor tradicional. Su eficiencia de conversión de energía mecánica a energía eléctrica está entre 60% y 70%. La eficiencia de conversión de energía magnética a energía eléctrica es superior al 70%.

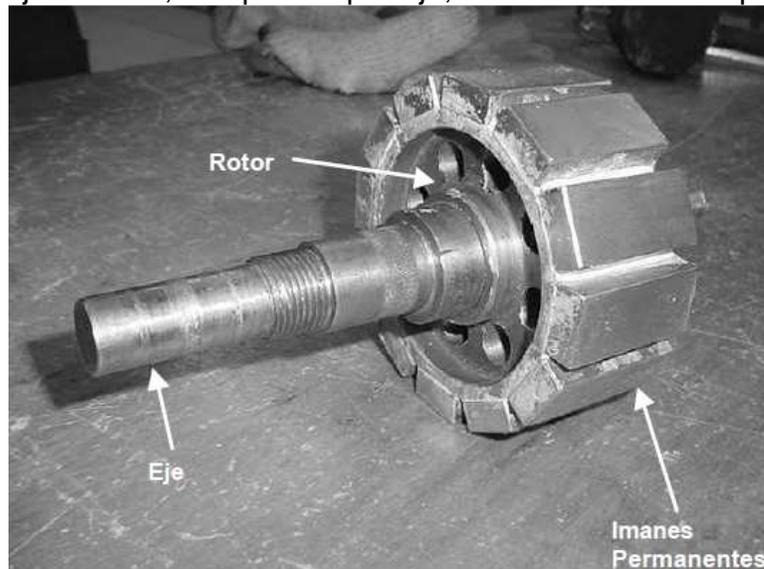
Voltaje	24 V
Corriente	40 A
Velocidad nominal de operación	3600 RPM

**Figura 23.** Generador de imanes permanentes a partir de un alternador modificado.



*Fuente:* SANTOS, Alfonso. Adaptación de un generador eléctrico de imanes permanentes y flujo radial. Trabajo de pregrado de Ingeniería Mecánica. Bogotá D.C. Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería Mecánica, 2004. p.53

**Figura 24.** Conjunto rotor, compuesto por eje, manzana e imanes permanentes.



*Fuente:* SANTOS, Alfonso. Adaptación de un generador eléctrico de imanes permanentes y flujo radial. Trabajo de pregrado de Ingeniería Mecánica. Bogotá D.C. Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería Mecánica, 2004. p. 54.

### **Bobinas del inducido**

Una de las modificaciones importantes es la del cambio del bobinado inducido del

alternador.

Bobinado original:

Alambre de cobre	C16
Numero de espiras por bobina	7

Bobinado modificado:

Alambre de cobre	C23
Numero de espiras por bobina	40

Este cambio da como resultado la generación de mayor voltaje y menor corriente.

Igualmente la resistencia interna cambiará:

Bobinado original	0.173 $\Omega$
Bobinado modificado	5.64 $\Omega$

**Figura 25.** Modificación del bobinado. a) Bobinado original y b) bobinado modificado.



*Fuente:* SANTOS, Alfonso. Adaptación de un generador eléctrico de imanes permanentes y flujo radial. Trabajo de pregrado de Ingeniería Mecánica. Bogotá D.C. Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería Mecánica, 2004. p. 71.

### Imanes Permanentes

Los elementos magnéticos más poderosos asequibles comercialmente son los

imanes de tierras raras; cuyos componentes son Neodimio, Hierro y Boro, compuesto que tiene una remanencia magnética de 366 Teslas. Con la implementación de estos se evita el consumo de energía eléctrica para producir el campo magnético.

Según las dimensiones del estator y de los imanes, se pueden agregar 6 pares de polos (12 imanes) al eje rotor. La energía máxima que pueden suministrar según la teoría será entonces

**Ecuación 27.** Energía máxima generable por los imanes permanentes.

$$E_{\max} = \frac{(B - H)_{\max} * V * N}{2}$$

donde N es el número de imanes montados en el eje rotor y V el volumen de un imán. Y su potencia máxima de generación es el resultado de multiplicar la  $E_{\max}$  por la velocidad rotacional (rad/s) a la cual gira el eje.

En la realidad estas potencias eléctricas máximas no serán alcanzadas. Existe el factor eficiencia del generador que reducirá la capacidad de alcanzar la potencia máxima conforme se varíe la velocidad rotacional del eje del generador  $\omega_{\text{gen}}$  como se puede apreciar en la Figura 26.

**Tabla 3.** Características magnéticas de los imanes.

Características Magnéticas	
Producto de (B-H)máxima	280 kJ/m <sup>3</sup>
Remanencia	11400 – 12000 Gauss
Temperatura de Curie	120 °C
Densidad	7500 Kg/m <sup>3</sup>
Fuerza Campo Coercitivo	930kA/m

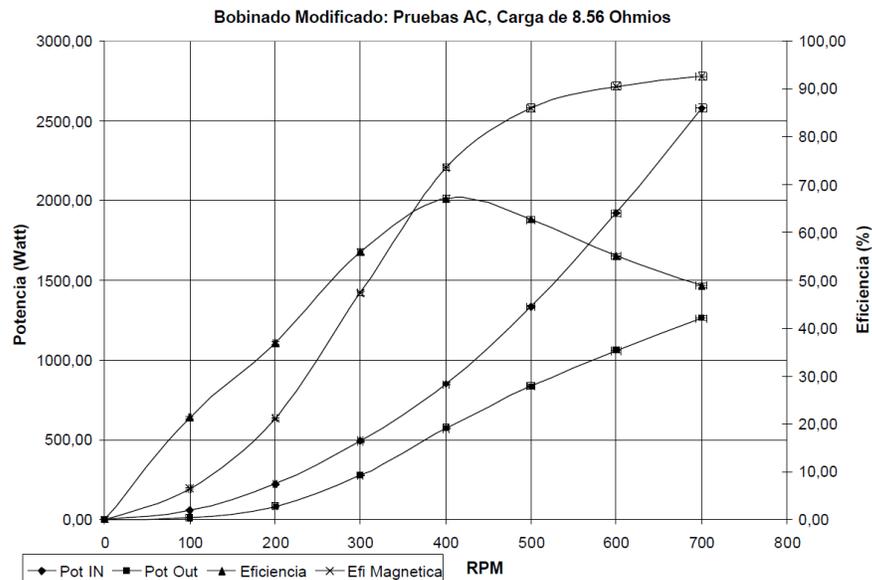
Fuente: SANTOS, Alfonso. Adaptación de un generador eléctrico de imanes permanentes y flujo radial. Trabajo de pregrado de Ingeniería Mecánica. Bogotá D.C. Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería Mecánica, 2004. p. 30.

**Tabla 4.** Potencia eléctrica máxima según la velocidad angular del generador.

$\omega_{gen}$	Potencia Eléctrica Max
RPM	W
0	0,0000
100	194,7960
200	389,5921
300	584,3881
400	779,1841
500	973,9801
600	1168,7762
700	1363,5722
800	1558,3682
900	1753,1642
1000	1947,9603

SANTOS, Alfonso. Adaptación de un generador eléctrico de imanes permanentes y flujo radial. Trabajo de pregrado de Ingeniería Mecánica. Bogotá D.C. Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería Mecánica, 2004. p. 32.

**Figura 26.** Eficiencia del generador modificado.



*Fuente:* SANTOS, Alfonso. Adaptación de un generador eléctrico de imanes permanentes y flujo radial. Trabajo de pregrado de Ingeniería Mecánica. Bogotá D.C. Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería Mecánica, 2004. p. 94.

## 4. DISEÑO CAD Y MANUFACTURA

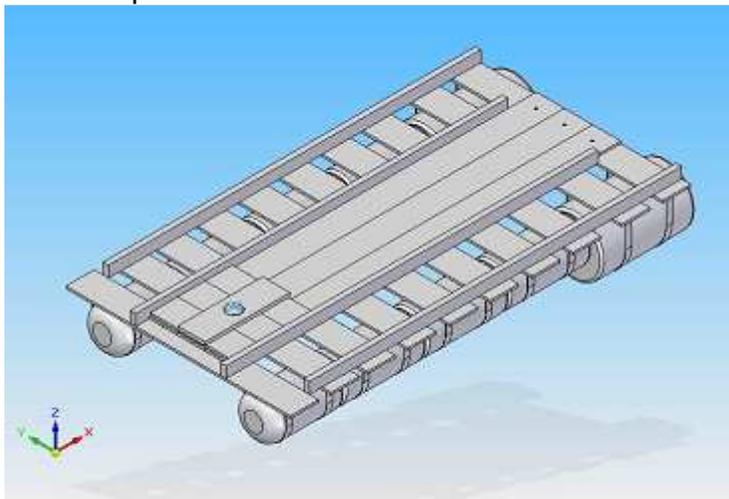
### 4.1. DISEÑO CAD

#### Balsa

Al ser un hidrogenerador de tipo FMS (siglas en ingles para Sistema de Montaje Flotante), la balsa es uno de los componentes básicos del sistema. Esta alberga lo que conoceremos como la máquina, que está compuesta por el conjunto Rotor - Transmisión - Multiplicación - Generador - Chasis. En general es una plataforma que brinda un área plana fácil para el acceso a la máquina para su operación o mantenimiento.

La Figura 27 muestra el modelo CAD de la balsa. Se pueden notar un par de tanques plásticos de mayor volumen en la parte posterior (extremo derecho superior en la imagen). La diferencia de tamaño de estos se debe a que sobre este borde se apoyará la mayoría del peso del chasis y de la maquina en general, lo que se contrarresta con mayor flotabilidad en ese lado.

**Figura 27.** Balsa: Concepto - Diseño.

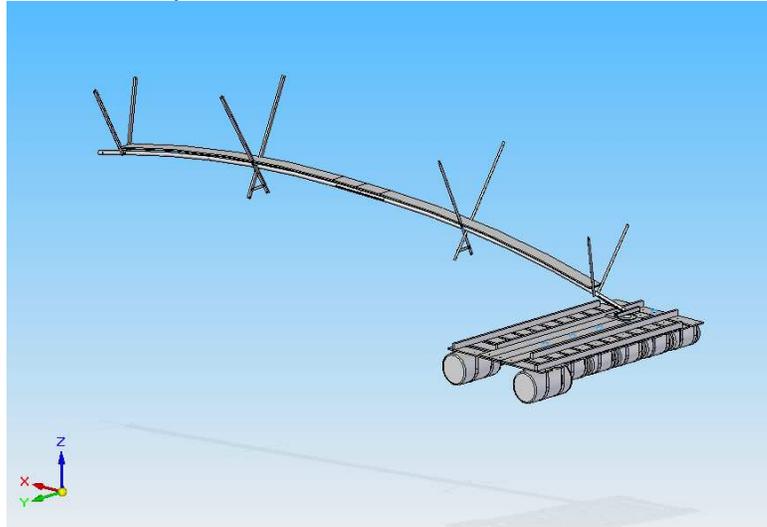


#### Puente

Anteriormente se mencionaron las diferentes ventajas que se logran con una buena ubicación en la corriente del río. Para los sistemas FMS resulta que la ubicación óptima es en un punto sobre la mitad del ancho de la corriente del río (tomando como referencia una vista superior del efluente). Aun así, por motivos de navegabilidad y resistencia es imposible ubicar la turbina en este punto. Con la intención de conseguir una buena velocidad de corriente se propuso ubicarla a

una distancia lo más alejada posible de las orillas para lo que se diseñó un puente con una línea de tubería de 12 metros atirantado por cables metálicos para generar sobre este una curvatura hacia arriba. Con esta deformación causada se evita el pandeo hacia abajo por el paso de personas o por su propio peso aminorando las posibilidades de que la estructura tenga contacto o peor aun se sumerja bajo la superficie del agua, volviéndose una barrera que en un futuro acumulará residuos acarreados por el río generando esfuerzos extras.

**Figura 28.** Puente: Concepto-Diseño



La Figura 28 muestra una vista en ángulo (atrás/derecha) de la balsa sobre la cual se pivota el puente mediante su base de anclaje a la balsa. Del otro lado, el puente se ancla a una base firme que puede ser un árbol o una estructura con cimentación dedicada para este fin.

## Aspas

Este estudio de la máquina ACUAVATIO está principalmente enfocado sobre el desarrollo/desempeño del elemento rotor con respecto a las interacciones con el recurso, que para este caso se trata de una corriente subacuática de un río. Por este motivo se presta mayor atención a lo relacionado con su geometría.

Este es el elemento más importante de todo el sistema junto con el generador. Las eficiencias más altas logradas en estos pueden impulsar la producción eléctrica que se logra con esta máquina. NACA 4412 es el código del perfil que utiliza esta máquina experimental, ya que se dispone de un prototipo de aspa basado en este perfil. En principio este elemento es una pieza de una turbina que trabaja usualmente en un fluido como lo es el aire. En este medio la interacción con el agua no genera mayores esfuerzos comparado al caso de un ambiente subacuático, donde el agua ejerce una mayor presión a lo largo de la pala causándole mayores

flexiones.

Como se explico en la sección 3.5 del Marco Teórico el perfil NACA de la serie de 4 dígitos esta referenciado de tal forma que este mismo código describe su geometría. Para este caso estamos tratando con un aspa de perfil NACA 4412 que se puede describir de la siguiente manera:

Por sus dos últimos dígitos tiene un máximo espesor de 12% con un camber del 4% localizado al 40% todo respecto a la cuerda a partir del borde de ataque (o 0.4c).

En general todo perfil tiene sus coordenadas (Tabla 2 Perfil NACA serie 4 dígitos) calculadas a partir de las ecuaciones de generación del perfil. En este caso el perfil va variando en tamaño de cuerda  $c$  y ángulo (pitch). Con el fin de tener una interpolación de cada perfil se divide en 15 secciones incrementando cada 5 cm desde el interior de la base o cubo a 15 cm respecto al eje de rotación hasta el extremo o tip a 85 cm como se aprecia en la siguiente tabla (Tabla 5), para un diámetro de rotor de 170 centímetros. Aquí se muestra la distancia  $r$  en metros (m) de cada sección respecto al eje de rotación, el ángulo  $B$  en grados ( $^{\circ}$ ) de cada perfil respecto a al plano de rotación y la cuerda  $C$  en metros (m) para cada sección que se enumerará desde “Sección 01” en la base hasta “Sección 14” en el extremo.

**Tabla 5.** Parámetros de geometría de aspa NACA4412 del ACUAVATIO.

$r$	$B$	$C$
0.15	14.53	0.17
0.20	13.62	0.16
0.25	12.72	0.15
0.30	11.81	0.15
0.35	10.90	0.14
0.40	9.99	0.13
0.45	9.08	0.13
0.50	8.17	0.12
0.55	7.26	0.11
0.60	6.35	0.10
0.65	5.44	0.10
0.70	4.53	0.09
0.75	3.63	0.08
0.80	2.72	0.08
0.85	1.81	0.07

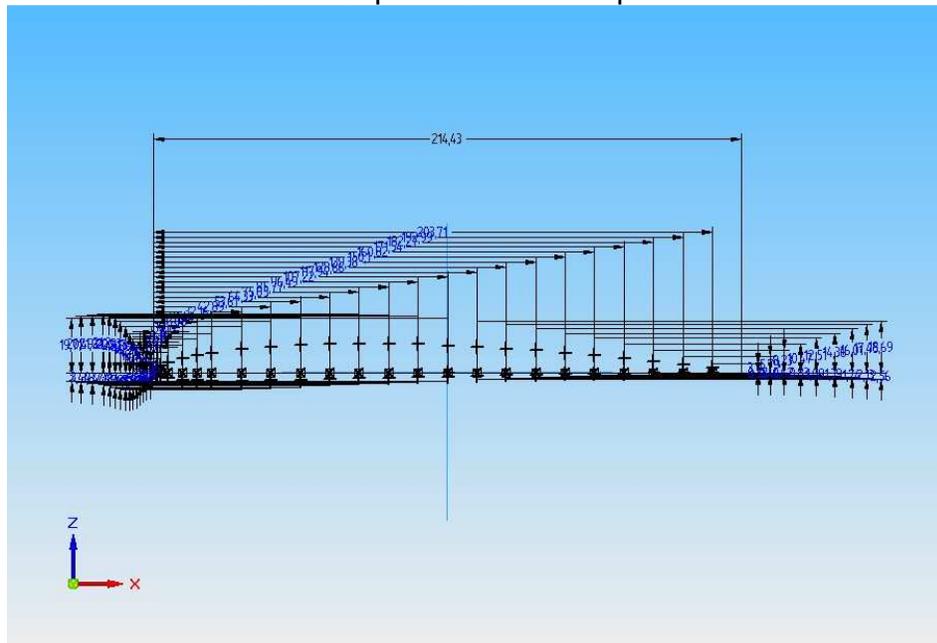
*Fuente: CHIROQUE, Jose. Microaerogenerador IT-PE-100 para electrificación rural. Lima: Soluciones Prácticas - ITDG. Serie de Manuales #34. 2008. p. 34.*

A partir de esta variación de cuerdas a lo largo del aspa y tabla de coordenadas en valores porcentuales se generarán las siguientes tablas de coordenadas específicas para cada sección. Estas son las coordenadas que formarán el perfil de cada sección que en conjunto formarán el cuerpo del aspa al hacer una extrusión cara por cara.

La reproducción CAD se realiza para contar con la posibilidad de hacer una manufactura en maquinaria CNC sobre algún material que se pueda concluir que resistirá a las condiciones a las que se le somete. Esta designación del material llegará al final de la etapa de pruebas de este elemento de acuerdo a su respuesta durante la experimentación con varios prototipos.

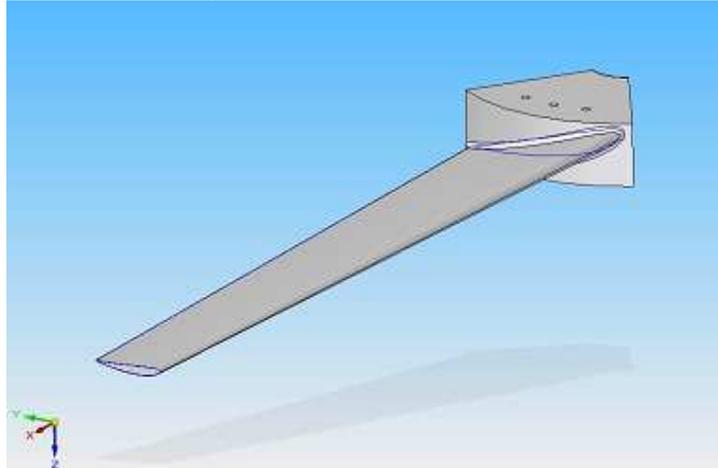
El programa CAD Solid Edge V20 tiene la posibilidad de introducir las variables según los datos de una hoja de cálculo que generó las coordenadas que describe cada sección. Esta opción se implementó para crear la familia de secciones de forma paramétrica, 16 en total, en función de la cuerda  $c$ . La hoja de cálculo genera las coordenadas de los puntos de referencia en el intradós y extradós, que varía de sección en sección. Esto arroja como resultado un conjunto de bocetos. Adicionalmente a cada uno se le aplicó una inclinación la cual va generando un twist apreciable en la Figura 30 desde la base del rotor hasta la punta del aspa.

**Figura 29.** Totalidad de las cotas que describen un perfil.



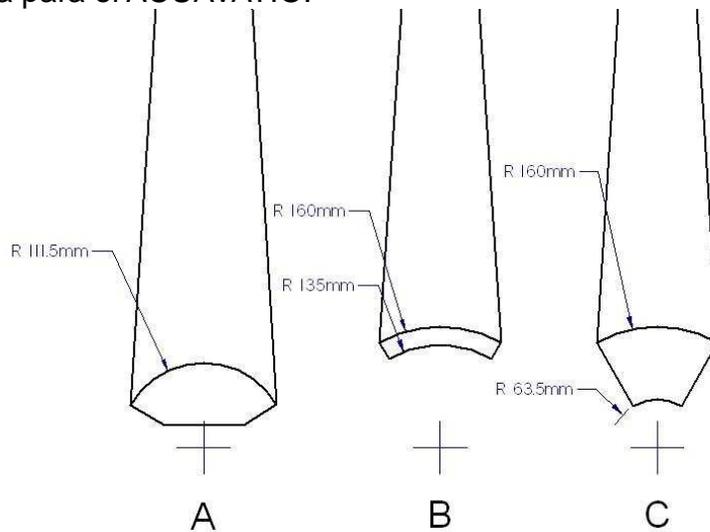
La figura 29 muestra una gran cantidad de cotas que son generadas a partir de las funciones de parametrización que se pueden introducir en el Software Solid Edge V20 y generan una de las secciones de perfil que describen la geometría del aspa.

**Figura 30.** Imagen twist del aspa.



Se adiciona material en la base del aspa. Como el aspa original del cual se sacaron las reproducciones proviene de un equipo de generación eólica, éste tiene una geometría especial. Su base de aspa presenta un espacio cilíndrico en la base del rotor, llamada cubo, de gran diámetro ya que originalmente este guarda el generador de imanes permanentes radial en el interior de su rotor. En el caso del hidrogenerador este espacio no está ocupado por lo cual se hace una adición de material a la base del aspa para dar mayor resistencia al torque ejercido por el agua en la dirección axial.

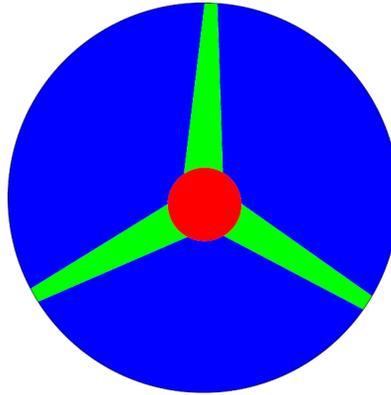
**Figura 31.** Base del Aspa comparación a base original. A) Base del Aspa original del AQUACHARGER, B) Base del aspa original del aerogenerador ITDG, y C) Base del aspa para el ACUAVATIO.



## Rotor

El rotor es el conjunto rígido de tres palas equitativamente dispuestas cada  $120^\circ$  entre ellas unido mediante un par de discos de 32 cm de diámetro que originalmente ocuparía el generador radial de imanes permanentes del Microgenerador Eólico de la empresa ITDG. Este par de discos que aprisionan las aspas mantienen la rigidez de estas en su base pero permiten la flexión del elemento al exponerse a la fuerza de la corriente de agua.

**Figura 32.** Solidez del rotor.



**Tabla 6.** Solidez del rotor.

	PORCENTAJE	ÁREA
		m <sup>2</sup>
Disco Rotor	100%	2,270
Aspa	3,5%	0,079
Conjunto de aspas	10,5%	0,238
Cubo	3,5%	0,079

Este conjunto es de vital importancia y sus dimensiones desempeñan un papel importante es la capacidad de generación eléctrica. De acuerdo a la Ecuación 1 el área  $A_d$  es directamente proporcional a la potencia generada tanto mecánica como eléctrica. Es cuestión de la geometría de las aspas la eficiencia con la que se pueda extraer la energía del fluido en movimiento.

Este cubo carece de eje, pero se instala de forma roscada y asegurado con sistema de retención al eje de transmisión.

## Transmisión

La transmisión del movimiento del rotor hacia el generador y el multiplicador se

hereda del sistema AQUACHARGER. Es el mismo elemento de eje rígido que esta soportado dentro de un tubo estructural y conecta la turbina, sumergida en el río, con el eje del multiplicador.

### **Caja de multiplicación**

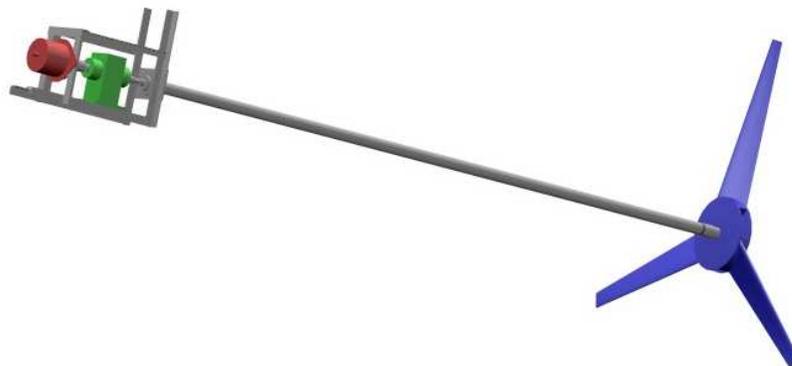
El sistema AQUACHARGER sirvió como punto de referencia para tener unas bases para comenzar con el nuevo sistema ACUAVATIO. La principal pista que éste brindó fue la velocidad rotacional de un rotor de diámetro similar al del ACUAVATIO, aun siendo de un perfil aerodinámico diferente no difieren mucho en desempeño a bajas velocidades. Se procuró dar la opción de tener una relación intercambiable, es decir que la relación se pudiera variar para conseguir un torque propicio para el desempeño del generador.

Después de algunas pruebas con un multiplicador de polea-correa que daba muchas pérdidas se tomo la relación de 1:8,3 como la que saca mejor desempeño del generador con el torque disponible.

### **Chasis**

El chasis es un elemento estructural que albergara los componentes del sistema (Generador, Multiplicador, Eje de transmisión y Turbina). Prácticamente es una jaula a la cual se le fijan los componentes, los cuales quedan al alcance de la mano para posibles reparaciones sobre este.

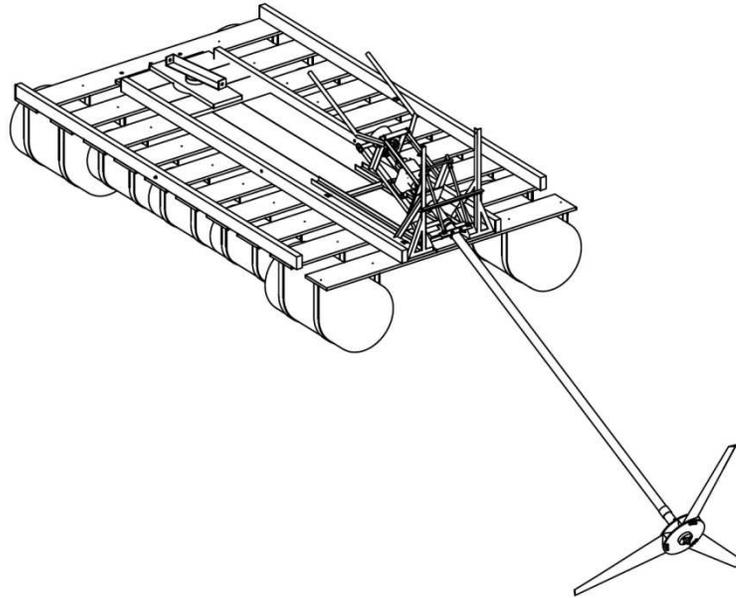
**Figura 33.** Elementos del Conjunto ACUAVATIO.



La figura 33 diferencia los elementos componentes del Sistema ACUAVATIO. En la figura, de derecha a izquierda, en azul se muestra el rotor, sus 3 aspas

unidas por un par de discos que en conjunto forman el cubo que mantiene la posición de las aspas. A lo largo y por dentro de un tubo estructural, fuera de la vista, está instalado el eje de transmisión que simplemente es un eje rígido y transmite el movimiento del rotor a la caja de multiplicación, en color verde. Por último se conecta el generador de imanes permanentes, modelado en color rojo.

**Figura 34.** Sistema ACUAVATIO



## 4.2. MANUFACTURA

### Balsa

Debido a su exposición permanente a la intemperie, y por asequibilidad de los materiales, esta se construyó con tablas de maderas pesadas de alta resistencia como lo son el Amarillo y el Chanúl. Estas maderas oriundas de la costa pacífica brindan una excelente rigidez a la plataforma, así como una flexibilidad que absorbe el movimiento ondulatorio del agua del río.

Como elemento de flotación se implementaron tanques plásticos de 60 y 120 litros en los que usualmente se transportan químicos. Su interior se relleno con poliuretano como elemento estructural interno que impediría la deformación con la presión que ejercen las abrazaderas de amarre de estos tanques.

### Puente

Esta es una estructura acoplable a la balsa, necesaria para la ubicación de la

máquina dentro del cauce. Se construyó con tubería galvanizada, cables de tensión galvanizados y tablas de madera inmunizada con el fin de protegerla de la intemperie.

**Figura 35.** Puente ensamblado y tensionado.



### **Aspas**

Para esta máquina se decidió implementar un juego de aspas en fibra de vidrio y resina.

**Figura 36.** Palas Originales.



El modelo original es un elemento que está expuesto a un fluido de baja densidad como lo es el viento. Por este motivo es un elemento liviano cuyo interior es hueco. Para esta nueva implementación se decide que el elemento debe oponer

una gran resistencia a la flexión, debido a la mayor fuerza que puede imprimir la corriente del agua respecto a la del aire. Por esto se piensa en que su volumen debe ser elaborado completamente en resina y fibra de vidrio. Además se decide darle un esqueleto con platinas de 1/2" x 1/8" ubicadas de manera que su posición le aporte su mayor momento de inercia de su perfil rectangular. Esta posición obedece a que el tipo de esfuerzo que hace fallar el elemento de pala es principalmente la flexión que causa la corriente de agua impactando sobre la superficie.

Este es un diseño que ha venido variando conforme han fallado los anteriores. Hasta el momento este diseño es el que más horas de trabajo ha soportado.

La primera experiencia de trabajo de la máquina no trabajo más de 5 minutos hasta el momento en el que una de las aspas falló. Con este primer molde se fabricó el primer juego de 3 aspas iguales con interior hueco. Ante la gran presión de la corriente sobre las aspas se ejerció tal carga que intento flexionar el aspa hasta el punto que sus dos caras sufrieron una tipo de "deslaminamiento".

Se muestra el aspa fallida del primer conjunto Versión A (Fibra suelta, maciza). Dos aspas fallidas de la versión B (Refuerzo con malla de acero en ambas caras, sin alambre, Roby Mat) (Maciza, refuerzo con alambre en cara a compresión, Roby Mat) y una completa la cual se empezaba a fisura (Maciza, refuerzo de alambre en cara a tensión, malla en cara a compresión). y las 3 últimas son la versión C (Macizas, Refuerzo de alambre en cara a tensión y Roby Mat).

**Figura 37.** Variedad de Aspas elaboradas.



Considerando la teoría de esfuerzos de flexión, donde un elemento alargado sometido a este tipo de esfuerzos tiene una cara a tensión y su opuesta una cara a compresión se emprendió el refuerzo de la cara a tensión. La tensión es el tipo

de esfuerzo más contundente en este tipo de material.

Para aumentar la resistencia a la tensión en la cara del intradós (cara expuesta aguas arriba) se cambiaron los tejidos de fibra de vidrio por "Tela de fibra de vidrio" llamada Roby Mat, que es una capa muy compacta entretejida a manera de tela. Otra capa que se decidió implementar como novedad es malla de anejo y malla de filtro en acero inoxidable. Por último se agregaron varias tiras de alambre C12 corrugadas distribuidas longitudinalmente sobre esta cara del aspa para así lograr un efecto similar a las de las vigas de amarre. Para cada una de las tres aspas se variaron estos materiales de amarre a excepción de la tela de fibra de vidrio que está presente en todas.

Esta fórmula ha resultado ser la más duradera hasta el momento y hasta la fecha se encuentra en experimentación, ya que deben completar 10.000 horas de trabajo continuo bajo carga, lo que implica una velocidad de rotación lenta pero una resistencia al torque mayor por parte del generador. Como alternativa a esta muestra de duración y por motivos de tiempo se considera que 5.000 horas de trabajo con el rotor libre es homologable como muestra de un tiempo de vida aceptable.

**Figura 38.** Imágenes de ambas caras de un aspa que fallida. Izquierda) Cara aguas arriba, Derecha) Cara aguas abajo.



Todas las aspas que fallaron lo hicieron aproximadamente en el mismo punto(Figura 38). Por esta razón se llego a la conclusión de que nuestra pala no cuenta con un perfil lo suficientemente robusto para aguantar el momento que la corriente del agua ejerce sobre las palas. Para la cuarta versión (Versión D) se decidió aumentar material en el área más propensa a la fractura y terminando en la base del aspa (Figura 39), esto solo sobre la cara del extradós.

**Figura 39.** Modificación para fabricación de segunda generación de aspas; Versión D.



## Rotor

Los discos de sujeción del rotor se tratan para tener un recubrimiento galvanizado y así poder aguantar la corrosión por la constante exposición al agua.

**Figura 40.** Un par de rotores; AQUACHARGER Y ACUAVATIO respectivamente.



## Transmisión

La transmisión es básicamente un tubo de 1" Schedule 40 con un tratamiento de pintura anticorrosiva que proyecta un eje de 30 cm en acero inoxidable 304 que se fija al cubo del rotor. Del otro extremo se acopla un eje de 15 cm en acero al carbono 4540 que sirve como eje de  $\frac{3}{4}$ " que mediante acople de cadena se une al

eje lento de la caja de multiplicación.

### **Caja de Multiplicación**

Este dispositivo se construyó bajo las condiciones que se plantearon de la potencia eléctrica para la que se proyectó (y por lo tanto la potencia mecánica que implica) como por la relación de transmisión de 1:8,3.

**Figura 41.** Caja de multiplicación 1:8,3.



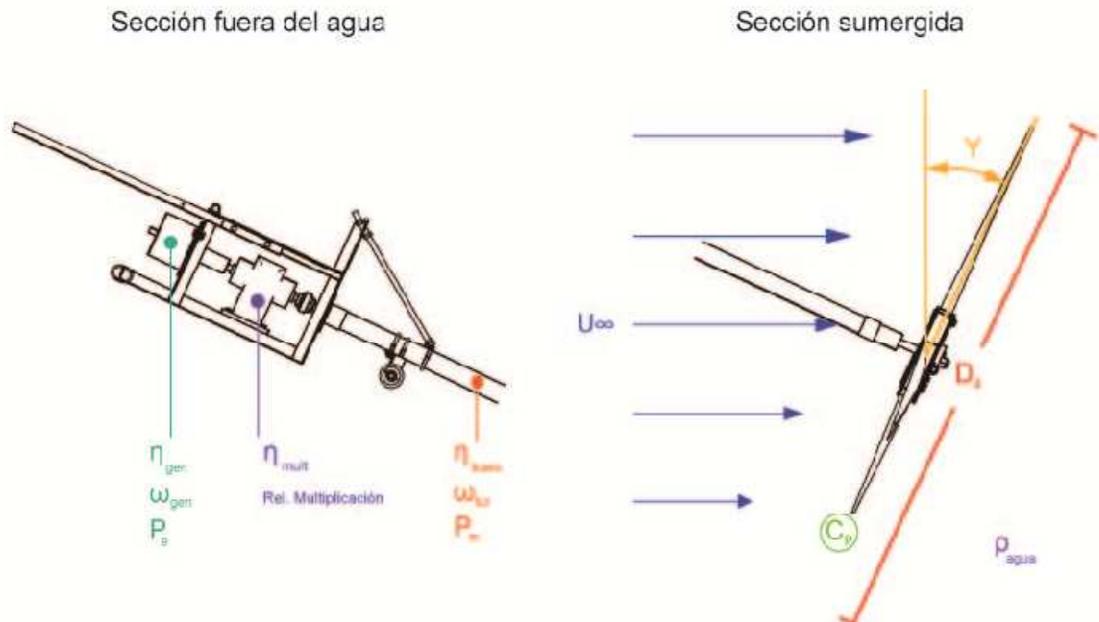
La potencia mecánica para la cual se diseñó es de 1 kW, valor que admite sin problemas las potencias que involucra el sistema ACUAVATIO.

## 5. ADQUISICIÓN DE DATOS

Esta es la etapa clave del proyecto ya que tanto la adquisición de datos, sus procedimientos y sus herramientas, como la presentación y análisis de los resultados es lo que revelará el desempeño de la máquina ACUAVATIO. Se unen resultados experimentales y teóricos obtenidos de la dinámica de fluidos y que se han experimentado y demostrado su gran aproximación en escenarios como lo es el de la energía eólica. Estos dos tipos de resultados son complementarios pues la teoría es la que da una idea de los resultados que pueden llegar a obtenerse y la experimentación es la que los corrobora. Los cálculos pasan por alto muchos factores, planteando situaciones ideales. Es ahí donde pueden comenzar a divergir los resultados.

Son muchas las variables que rodean el proceso de generación de energía eléctrica mediante la turbina de río. El entorno del dispositivo está plenamente influenciado por las condiciones climatológicas las cuales, para la zona tropical, están por fuera de cualquier predicción. Adicional a este factor natural existe un factor humano que es el manejo del embalse de La Salvajina. Esta represa ubicada aguas arriba repercute de manera significativa en el nivel del agua del río Cauca, principalmente en el Valle de Cauca, sumando aleatoriedad al recurso.

**Figura 42.** Variables del sistema



A diferencia de las turbinas de viento que están expuestas a rangos de velocidad amplios iniciando desde 0 m/s a determinadas horas del día, las turbinas de agua están expuestas a una corriente de agua casi constante, lo cual es una ventaja frente a la eólica aunque los rangos de variación no son muy extensos, lo que

hace que la toma de datos de velocidad del agua no tenga gran variación y por consiguiente las velocidades de rotación se verán restringidas correspondientemente al mismo rango.

En general se puede decir que las variables de configuración del sistema más destacables, mecánicamente hablando, que pueden describir el desempeño de la maquina son la velocidad del agua y la inclinación del rotor. Estas dictan el desempeño, específicamente la velocidad que el agua alcanza en inmediaciones del rotor.

La Figura 42 indica todas las variables y constantes que hacen parte teórica del desempeño de este sistema y son pertinentes de los cálculos y tablas que aquí se presentan.

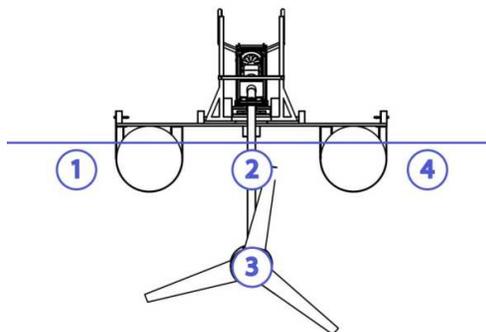
## 5.1. MÉTODOS DE TOMA DE DATOS

La toma de datos tiene una etapa puramente experimental, mediante mediciones con instrumentos como velocímetro (de flujo) o flujómetro, tacómetro, y multímetro para la componente eléctrica. La otra etapa del estudio, aunque también experimental, está apoyada sobre software y hardware de desarrollo propio de APROTEC, que da un sentido de automatización al estudio y termina implementándose como un instrumento de medición integral.

**5.1.1 Instrumentos y mediciones.** Debido a que la variable mas importante en este sistema de generación es la velocidad del agua, aquí denominada  $U_{\infty}$ , es el dato de mayor influencia y todos los resultados serán dependientes de este.

Dada la configuración de esta turbina, FMS, se puede realizar un perfil de velocidades en la vecindad del rotor. La Figura 43 ilustra las ubicaciones de estas zonas respecto a la balsa.

**Figura 43.** Identificación de diferentes zonas de velocidades.



Zona 1	Costado izquierdo (lado de la orilla) y superficial.
Zona 2	Frente a la turbina y superficial.
Zona 3	Frente al rotor a profundidad del eje de turbina
Zona 4	Costado derecho y superficial

Según el capítulo “CONSIDERACIONES PARA LA UBICACIÓN” un corte transversal del río presenta una variedad de velocidades presentando las mejores hacia la mitad del perfil del río y más precisamente en la superficie. Esto es lo que plantea la teoría pero esta situación trasladada a la realidad descubre una gran cantidad de factores que diferencian los resultados.

La medida de las velocidades en distintas zonas del perfil cercano al rotor se realizó con un instrumento de medición de velocidad del agua. Muy semejante al que se implementa para determinar la velocidad del viento, el anemómetro, este flujómetro (current meter o Flowmeter) trabaja con una hélice de 60 mm de diámetro y un contador de revoluciones. El computador de este dispositivo relaciona la velocidad rotacional  $\omega$  mediante un algoritmo que traduce de  $\omega$  a velocidad del fluido  $U$  y arroja un valor inmediato.

Los datos de velocidad se tomaron en pies por segundo (ft/s) ya que daba una mejor resolución al momento de convertirla a m/s ( $0.1 \text{ ft/s} = 0.03048 \text{ m/s}$ ).

El movimiento del agua se transfiere en parte al movimiento de la turbina haciéndola rotar a una velocidad  $\omega_{\text{tur}}$ , la cual en un principio era monitoreada con un tacómetro de luz.

Este se implementó en un principio, cuando no se había integrado el generador al sistema. Con él se corroboró la relación deseada en la caja multiplicadora. Una vez anexado el generador sincrónico de imanes permanentes se pudieron hacer mediciones eléctricas de frecuencia, valor del cual se deriva  $\omega_{\text{tur}}$ , y de las demás señales para esto se implementó un multímetro sobre las líneas de este.

Esta etapa puramente experimental sirvió para adquirir datos tanto mecánicos como eléctricos en un principio. La máquina ACUAVATIO tiene una componente de generación y una componente de regulación. Esta última desplaza en gran parte las mediciones instrumentales ya que dentro de su proceso incluye medición simultánea de datos al igual que almacenamiento.

**5.1.2 Hardware/software de regulación y almacenamiento.** La adquisición de datos se hace gracias a dos componentes; Hardware y Software. Estas dos trabajan en conjunto de manera que el hardware toma las señales eléctricas y las acondiciona para poderlas reconocer como variables eléctricas que proporciona el generador. Básicamente son tres datos básicos:

- Voltaje AC
- Corriente AC
- Frecuencia Electrica

Hasta este punto las señales son solamente reveladoras del desempeño eléctrico de la maquina.

La frecuencia es una señal que viene del generador, es correspondiente y proporcional a la velocidad rotacional  $\omega_{gen}$  de su rotor y por la relación de 8.3 veces mayor que  $\omega_{tur}$  de la turbina. De ahí su nombre "Generador Sincrónico de Imanes Permanentes", debido a que su frecuencia esta sincronizada con el giro de la turbina. Entonces el voltaje generado es dependiente de la velocidad rotacional de la turbina  $\omega_{tur}$ . Y la corriente generada es proporcional al torque, pues el generador opone resistencia cada vez que aumente la carga.

Estas tres señales; Voltaje, Intensidad y Frecuencia son generadas en niveles muy elevados y se deben acondicionar para que el sistema adquiera los datos. Es entonces donde cada señal ingresa a un sensor diferente. El sensor de corriente es de efecto Hall. El de voltaje es una red de resistencias de atenuación. Y el de frecuencia es un sensor de polaridad de señal alterna. Estos escalan el nivel de señal original hasta un rango entre 0 y 5 voltios para que su valor pueda ser interpretado por el microcontrolador, arrojado como valor a la pantalla y simultáneamente a la memoria de almacenamiento. Estos datos son medidos cada segundo hasta completar un minuto, tiempo para el cual se promedia y se almacena para acumular 5 datos promediados cada minuto y volver a almacenar este promedio de los 5 datos, y este es el valor almacenado en memoria como una línea en la hoja de cálculo que se obtiene.

Este microcontrolador es un computador de procesador de 8 Bits con 4 kb de disco duro y 256 b de memoria RAM. Permite realizar operaciones aritméticas y lógicas, por lo que es el que escala los valores entre 0 y 5 V para regresionarlos y así obtener un valor de señal. Este es fue programado en C utilizando el editor MPLAB.

Estos valores se almacenan en una memoria EEPROM, que es una memoria que no pierde la información si sufre un corte de energía y puede seguir trabajando desde el último punto al volverse a activar. La capacidad de esta es de 65 kb que se traduce como 32 días de información. Todo su contenido se descarga por medio de un puerto USB, que es otro rasgo característico del microcontrolador, generando en un computador un archivo de base de datos.

Lo anterior es tan solo la mitad del software, la otra mitad está instalada en un computador y será el software de gestión. Escrito en lenguaje C++ con el editor Visual C++ versión libre. Este comunica con el microcontrolador para realizar 3 tipos de consulta:

- Solicitud de información: Solicita datos recopilados que pasan como un paquete entero al computador en un archivo plano de texto separado por comas. La ventaja de este archivo es que su ocupación en disco duro es mínima comparada con un archivo de extensión xls que tampoco puede abrirse en cualquier SO.
- Lectura de datos Online: Puede solicitar datos en directo que son adquiridos cada 2 segundos y son presentados en pantalla simultáneamente en 3 graficas, al tiempo va generando un archivo para posterior revisión.
- Borrar datos: Para limpiar el disco y poder acumular nuevamente información en un espacio libre.

Es necesario destacar que este sistema de monitoreo funciona completamente con la energía provista por el ACUAVATIO. En casos en los que la máquina para, al momento del arranque la información será retomada desde el punto en que quedo antes de apagarse.

## 5.2. HOJA DE DATOS

El archivo generado por el software de gestión es un archivo de texto con una sola línea que separa todos los valores con comas. Este se abre en una hoja de cálculo y queda de una forma similar a la presentada en la figura 44. Esta tabla debe completarse con unos encabezados de columna y un proceso de depuración. El software en el microcontrolador genera aún "bugs" invalidando algunos datos.

**Figura 44.** Tabla de datos generada en hoja de cálculo a partir del archivo generado por el Software de gestión.

Item	Hora	Volt_DC	Volt_AC	Corriente	Frecuencia	Byte alto	Byte bajo	acumulado									
1		10,8	120	3,1	71	62	176	1604,8									
2		8,1	120	3	70	63	252	1638									
3		8,4	120	2,8	69	65	56	1669,6									
4		10,2	120	2,8	64	66	100	1699,6									
5		8,9	120	2,6	61	67	127	1727,9									
6		7,8	120	2,6	60	68	149	1755,7									
7		7	110	2,2	56	69	123	1778,7									
8		8,2	110	2,2	53	70	90	1801									
9		7,5	110	2,4	55	71	78	1825,4									
10		7,3	110	2,4	57	72	74	1850,6									
11		7,7	110	2,4	56	73	66	1875,4									
12		8,8	110	2,2	55	255	255	8553,5									
13		7,1	110	2,3	56	75	13	1921,3									
14		8,8	110	2,3	56	75	250	1945									
15		10,4	110	2,1	52	76	199	1965,5									

La hoja de cálculo presentada arriba comprende un conjunto de datos directos de la máquina (10 primeras columnas) y una tabla de datos a la cual se han añadido formulas para presentar los datos reales y con mayor resolución (Columnas restantes bajo los literales rojos).

- Literal A. Voltaje DC circuitos electrónicos: Este es el voltaje que viene de la energía generada en la máquina y se destina para la electrónica del sistema que trabaja a 5V, voltaje del cual no puede bajar.
- Literal B. Voltaje Fase-Fase: Al ser un generador trifásico este cuenta con 3 fases y una línea de tierra. Este voltaje es el generado entre dos fases.
- Literal C. Corriente de Fase: Corriente que se mide en cada fase. Aunque pueden existir diferencias entre las fases son insignificantes.
- Literal D. Frecuencia: Esta señal sinusoidal es generada por el rotor al girar y se mide en Hertz.
- Literal E. Potencia Aparente  $V \cdot I$ : Es un simple cálculo del voltaje fase-fase multiplicado por la corriente de fase.
- Literal F. Potencia + factor  $(\sqrt{3} * \cos \varphi)$ : Esta es la potencia eléctrica real  $P_e$  que llega desde el generador.
- Literal G. Acumulado 5 min: Potencia aparente acumulada en 5 minutos de datos.
- Literal H. Acumulado 5 min + factor  $(\sqrt{3} * \cos \varphi)$ : Potencia eléctrica acumulada en 5 minutos de datos.

El literal I señala dos tipos de bugs en el software. Estas líneas de datos se omiten ya que no son confiables ni correspondientes al desempeño. Otro caso en el que se pierden líneas de datos es en el caso de parada de máquina donde solo se arrojan valores 0 por el tiempo que haya estado detenida. Sirve solo para conocer estos lapsos en los que no trabajó.

De estas columnas de variables eléctricas nos interesan principalmente dos:

- Frecuencia (eléctrica)  $f_e$  [Hz]: Esta sincronizada con la velocidad rotacional  $\omega_{gen}$  del eje rotor del generador mediante

**Ecuación 28.** Determinación de la velocidad angular del generador a partir de la Frecuencia Eléctrica.

$$\omega_{gen} = f * \frac{60}{Par\ de\ polos}$$

Donde 60 el número de segundos en 1 minuto y *par de polos* es la cantidad de

imanes en el rotor dividido entre 2.

- Potencia (eléctrica real)  $P_e$  [W]: Es la potencia eléctrica entregada por el sistema que se relaciona con la potencia mecánica  $P_{tur}$  mediante la siguiente ecuación

**Ecuación 29.** Potencia mecánica a partir de Potencia eléctrica.

$$P_m = \frac{P_e}{\eta_{sist}}$$

Considera las eficiencias de los elementos componentes del sistema a excepción del rotor, el cual se tratará por separado.

## 6. RESULTADOS

### 6.1. RESULTADOS TEÓRICOS

**6.1.1. Energía hidrocínética disponible.** El cálculo de la energía hidrocínética es un paso esencial para el diseño de un dispositivo que se pretende implementar en la generación de energía eléctrica a partir de la libre circulación del agua de un río. Como bien se explica en el capítulo "Conceptos de Energía Hidrocínética", implementar una simple ecuación puede arrojar valores de potencia estimada y así contar con un punto de partida para las dimensiones como lo es el diámetro de la turbina.

Esta teoría aplica para fluidos como el viento y como el agua, aunque su mayor aplicación se halla concentrada en el campo de los aerogeneradores. El gran mercado que está moviendo esta tecnología conlleva a que la gran mayoría de los estudios e investigación se concentren sobre el recurso eólico. Desafortunadamente la literatura sobre la generación eléctrica a partir del recurso hídrico de cabeza cero es escasa o de propiedad privada. Es por este motivo que para fines de este trabajo se emplea la teoría de la energía cinética como modelo teórico a comparar con el desempeño de la máquina ACUAVATIO.

Como primera fase del análisis de resultados se parte de la estimación de valores de potencia mecánica como un primer conjunto. Aun siendo ideales se pretende asemejarlos a la realidad con la aplicación de factores de eficiencia que describen más específicamente la situación.

Las variables que se aplican en la Ecuación 2 son las siguientes:

**Tabla 7.** Valores de configuración mecánica del sistema.

Variables	Unidades
Densidad del agua	1000 kg/m <sup>3</sup>
Diámetro del Rotor	1,7 m
Inclinación del Rotor	25 °

**Tabla 8.** Valor de eficiencia del sistema.

EFICIENCIAS (0-1)	
Ef. Transmisión	0,98
Ef. Multiplicador	0,92
Ef. Generador	1
Ef. Sistema	0,9016

La inclinación del rotor un ángulo  $\gamma$  es una característica que reducirá la potencia mecánica neta. Junto con el límite de Betz serán en la teoría los factores que limitarán a su cota máxima la potencia mecánica que se puede obtener de una turbina de río. Adicional a éstos se debe considerar la eficiencia del sistema.

Aplicando la Ecuación 2 para determinar la Potencia Hidrocinética ( $\bar{P}$ ) y posteriormente aplicando paso a paso los factores de reducción de la eficiencia se obtiene una Potencia Teórica  $P$  (última columna de Tabla 9) para una serie de velocidades que abarcan las que se pueden presentar en el sitio de prueba. Ésta será entonces la columna que más se podría acercar a la realidad porque considera la mayor cantidad de factores que reducen el valor desde la Potencia hidrocinética ideal acercándolo, teóricamente, a los resultados experimentales.

**Tabla 9.** Resultados de potencia teórica.

$U_{\infty}$	$\bar{P}$	$\bar{P} + \text{Lim. Betz}$	$\bar{P} + \text{Lim. Betz} + \text{Cos}^3 \gamma$	$\bar{P} + \text{Lim. Betz} + \text{Cos}^3 \gamma + \eta_{sist}$
m/s	W	W	W	W
0,1	1,135	0,673	0,502	0,452
0,2	9,079	5,380	4,013	3,618
0,3	30,642	18,158	13,543	12,210
0,4	72,634	43,042	32,102	28,943
0,5	141,863	84,067	62,699	56,529
0,6	245,138	145,267	108,344	97,683
0,7	389,271	230,679	172,045	155,116
0,8	581,069	344,337	256,814	231,544
0,9	827,342	490,277	365,659	329,678
1	1134,900	672,534	501,590	452,234
1,1	1510,552	895,142	667,617	601,923
1,2	1961,108	1162,138	866,748	781,460
1,3	2493,376	1477,556	1101,994	993,558
1,4	3114,167	1845,432	1376,364	1240,930
1,5	3830,289	2269,801	1692,867	1526,289

Columna 1: es la variable que se modificará en la Ecuación 2 para obtener unos resultados de potencias en un rango de 0,1 hasta 1,5.

Columna 2: Potencia hidrocinética neta.

Columna 3: Potencia máxima adquirible dinámicamente según la teoría considerando la ley de Betz como el límite.

Columna 4: Limite de la potencia adquirible con una turbina axial de eje horizontal con rotor virado un ángulo  $\gamma$  considerando el factor conocido como Ley de  $\text{Cos}^3 \gamma$ .

Columna 5: Mismo caso anterior aplicando la eficiencia de un sistema de generación  $\eta_{sist}$  (0,9 para este caso).

### 6.1.2. Software VORTEXOFT.

Con el objeto de realizar una estimación más elaborada de la potencia mecánica generada por el dispositivo se utilizó el módulo de cálculo VORTEXOFT (Laín et al. 2010), desarrollado en el Grupo de Investigación de Mecánica de Fluidos de la Universidad Autónoma de Occidente. Éste es un módulo de cálculo aerodinámico que utiliza, como compromiso entre precisión y costo computacional, una combinación del método tridimensional de la Superficie Sustentadora y un Método de Paneles bidimensional. El software proporciona tanto las características aerodinámicas del aerogenerador (curvas dimensionales y adimensionales de potencia, torque y empuje) como las fuerzas sobre las palas, las cuales se pueden utilizar como dato de entrada para realizar un análisis estructural de la palas con paquetes de elementos finitos (Lain et al. 2010). VORTEXOFT ha sido validado ampliamente en aerogeneradores de eje vertical en un rango de potencias desde 1 Kw hasta varios Mw<sup>10</sup>.

En un trabajo previo VORTEXOFT se aplicó a la optimización conceptual de una turbina hidrocínética<sup>11</sup>, trabajando en el fluido agua, variando la forma constructiva de la pala. En el presente trabajo, cuya contribución es esencialmente experimental, se aplica dicho software con el objeto de proporcionar una comparación cuantitativa entre los puntos medidos y las predicciones numéricas. Sin embargo, es necesario señalar que la configuración de trabajo de la turbina hidrocínética ACUAVATIO es inclinada y a sotavento, lo cual implica la aparición de unas cargas dinámicas periódicas sobre las palas. Por otro lado, en las hipótesis de desarrollo del software se asume que el rotor está enfrentado perpendicularmente a la corriente incidente a barlovento, lo cual implica que la asunción de flujo estacionario alrededor de la pala es bastante aproximada. Habitualmente, cuando el flujo incidente no es perpendicular al rotor se asume heurísticamente una variación del coeficiente de potencia entregado por la máquina proporcional al cubo del coseno del ángulo  $\gamma$  formado entre la velocidad incidente y la normal al plano

---

<sup>10</sup> Laín S., García J.A., Aliod R. Development of a lifting surface-2D panel method to compute the three-dimensional pressure distribution over the blade of a HAWT. En: Wind Engineering, 1995 , vol. 19, p.21-40.

<sup>11</sup> LLANOS, Juan Camilo. Estudio y optimización de un hidrogenerador de eje horizontal. Trabajo de grado Ingeniero Mecánico. Santiago de Cali: Universidad Autónoma de Occidente. Facultad de Ingeniería, 2007. 110 p.

de rotación de las palas<sup>12</sup> (Ecuación 21).

En este orden de ideas, la potencia obtenida con el software (Tabla 14) para los datos de entrada de velocidad incidente y velocidad de rotación (Tabla 11) se corregirá heurísticamente multiplicándola por el cubo del coseno del ángulo formado entre la velocidad incidente y la normal al plano del rotor. La exactitud de la anterior aproximación debe ser explorada posteriormente mediante un cálculo transitorio de la rotación de las palas empleando, por ejemplo, software tipo CFD (Computational Fluid Dynamics) como ANSYS-CFD<sup>13</sup>.

## 6.2. RESULTADOS EXPERIMENTALES

En esta etapa del trabajo se reúnen todos los datos obtenidos mediante diferentes métodos de adquisición de información.

**6.2.1. RELACIÓN  $U_{\infty}$  -  $\omega_{tur}$ .** La velocidad del agua es el valor que dicta la producción de la máquina, y será esta variable el primer dato de interés para adquirir los datos experimentales.

La tabla a continuación presenta las velocidades promedio que se consiguen en las inmediaciones del rotor y de la plataforma. Son los promedios del total de la toma de datos para la velocidad en cada zona identificada en la Figura 43.

**Tabla 10.** Velocidades en las 4 zonas destacadas.

Promedios de $U_{\infty}$ (m/s)			
Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
0,751	0.867	1.031	1.164

Nuestra zona de interés será entonces la Zona 3. Si se observa en la Figura 43 se aprecia que esta zona se alinea con el trayecto del agua que impactará centímetros corriente arriba, a la altura del eje de la turbina. Aquí la velocidad promedio es 1 m/s.

Como el interés se centra sobre dicha zona se debe adquirir una relación entre la velocidad del agua y la velocidad de rotación de la turbina. Esta es de vital importancia tanto para la caracterización de la máquina como para alimentar las aproximaciones teórico-numéricas de su desempeño. En resumen los datos de esta prueba se presentan en la Tabla 11.

---

<sup>12</sup> BURTON, Tony. Op. cit., p. 98.

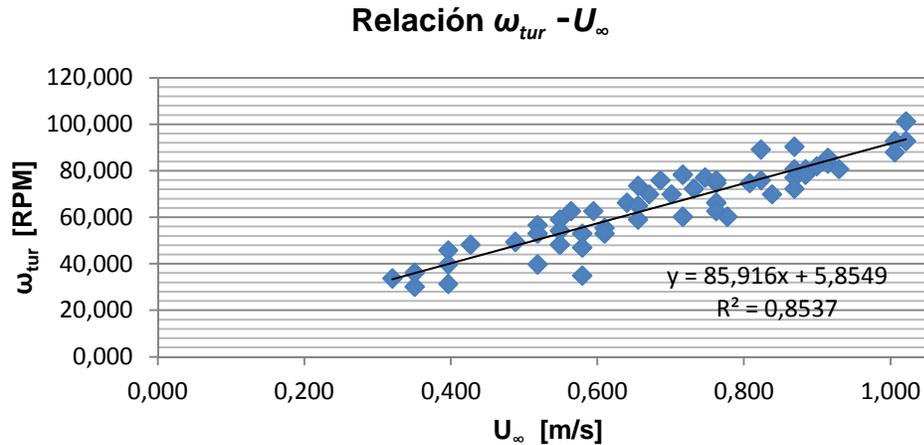
<sup>13</sup> LAIN, Santiago. Universidad Autónoma de Occidente. Cali, Colombia. Redacción, 2011.

Esta nube de puntos se puede apreciar en el gráfico de la Figura 45 y se aproximará por su regresión lineal, la cual otorgará a cada velocidad rotacional  $\omega_{tur}$  en la turbina su velocidad del agua  $U_{\infty}$  correspondiente en las tablas de resultados.

**Tabla 11.** Datos obtenidos en prueba de relación velocidad del agua con velocidad rotacional de la turbina.

U agua	Vel Rot.	
	m/s	RPM
0,320	33,735	3,532
0,351	30,120	3,154
0,351	36,145	3,784
0,396	45,783	4,793
0,396	31,325	3,280
0,396	39,759	4,163
0,427	48,193	5,046
0,488	49,398	5,172
0,518	56,627	5,929
0,518	53,012	5,550
0,518	39,759	4,163
0,549	59,036	6,181
0,549	54,217	5,677
0,549	48,193	5,046
0,564	62,651	6,560
0,579	53,012	5,550
0,579	34,940	3,658
0,579	46,988	4,920
0,594	62,651	6,560
0,610	55,422	5,803
0,610	53,012	5,550
0,640	66,265	6,938
0,655	73,494	7,695
0,655	65,060	6,812
0,655	59,036	6,181
0,671	69,880	7,316
0,686	75,904	7,947
0,701	69,880	7,316
0,716	78,313	8,199
0,716	60,241	6,307
0,732	72,289	7,569
0,747	77,108	8,073
0,762	74,699	7,821
0,762	75,904	7,947
0,762	66,265	6,938
0,762	62,651	6,560
0,777	60,241	6,307
0,808	74,699	7,821
0,823	89,157	9,335
0,823	75,904	7,947
0,838	69,880	7,316
0,869	77,108	8,073
0,869	80,723	8,452
0,869	90,361	9,461
0,869	72,289	7,569
0,884	79,518	8,326
0,884	80,723	8,452
0,884	78,313	8,199
0,899	81,928	8,578
0,914	83,133	8,704
0,914	85,542	8,956
0,930	80,723	8,452
1,006	87,952	9,209
1,006	92,771	9,713
1,021	101,205	10,596
1,021	92,771	9,713

**Figura 45.** Relación de velocidad del agua con velocidad rotacional de la turbina.



El software Excel ofrece la siguiente regresión lineal que relacionará estos datos asumiendo que se trata de una relación lineal, como lo plantea el Dr John D. Burton<sup>14</sup>, asesor externo de este trabajo.

**Ecuación 30.** Regresión lineal  $U_{\infty}$  -  $\omega_{tur}$ .

$$\omega_{tur} = 85,916 * U_{\infty} + 5,8549$$

**6.2.2. RESULTADOS DE POTENCIA.** Inmediatamente se ha cumplido el proceso de depuración de los datos se obtienen, mediante el software de almacenamiento de datos, 1914 líneas útiles. Esto corresponde en tiempo a

6 días, 15 horas 21 minutos y 36 segundos de trabajo continuo.

**Potencia eléctrica.** En la hoja de resultados adquiridos por el software de gestión, el valor que está directamente relacionado con la velocidad del agua, ahora que se tiene la relación con la velocidad rotacional de la turbina, es la frecuencia eléctrica del generador. Aún organizando la lista de resultados en orden creciente es necesario reducir la cantidad de datos y se asumen rangos de valores enteros de frecuencia; ej. para frecuencias como 50.3, 50.6, 50.5, 50.9 se toman como 50 acumulando y promediando de igual manera sus correspondientes datos de potencia eléctrica generada. Este resumen de datos genera la Tabla 12.

Ésta muestra un rango de velocidad rotacional del generador  $\omega_{Gen}$  entre 50 y 750 RPM. Estos valores menores logrados son eventos aislados que se dan por un

<sup>14</sup> BURTON, John D. Universidad de Reading. Reading - Inglaterra. Observación inédita, Agosto, 2011.

funcionamiento inusual de la máquina. El puente, responsable de separar la balsa de la orilla del río, falló y la balsa redujo su distancia a la orilla paulatinamente, produciendo un efecto de pared, en el que la velocidad se reduce conforme se aproxima a esta, reflejándose en la toma de datos como una disminución en  $\omega_{Gen}$  y por lo tanto en  $U_{\infty}$ .

**Tabla 12.** Resumen de acumulación de datos ACUAVATIO.

Frecuencia Eléctrica	$\omega_{Gen}$		$P_E$	# de datos en el rango
	Hz	RPM		
5	50	5,24	3,10	1
11	110	11,52	15,48	1
13	130	13,61	15,48	1
27	270	28,27	85,14	1
42	420	43,97	198,14	1
45	450	47,12	250,78	2
46	460	48,16	257,55	8
47	470	49,21	268,38	8
48	480	50,26	280,75	11
49	490	51,30	302,97	14
50	500	52,35	314,46	65
51	510	53,40	328,54	63
52	520	54,44	336,46	71
53	530	55,49	349,67	96
54	540	56,54	370,27	84
55	550	57,59	378,38	129
56	560	58,63	389,74	125
57	570	59,68	399,36	162
58	580	60,73	410,60	143
59	590	61,77	427,44	171
60	600	62,82	447,32	165
61	610	63,87	466,97	148
62	620	64,91	476,66	100
63	630	65,96	481,22	95
64	640	67,01	492,96	67
65	650	68,06	503,15	58
66	660	69,10	509,33	43
67	670	70,15	515,79	30
68	680	71,20	531,10	22
69	690	72,24	530,96	12
70	700	73,29	544,04	9
71	710	74,34	538,70	6
73	730	76,43	538,70	1
75	750	78,53	538,70	1

La última columna de la tabla presenta el número de repeticiones de datos dentro de cada rango de Frecuencia Eléctrica, que como era de esperar dibuja una campana típica de estos datos estadísticos. Se puede tomar que en promedio, basándose en experiencia anterior y a manera de testimonio en el número de datos por rango, el rango promedio de la Frecuencia Eléctrica oscila entre 48 y 69 Hz.

**Potencia Mecánica.** Los resultados anteriores (Tabla 12) son puramente eléctricos. El proceso para hallar un factor de conversión de desempeño eléctrico a mecánico se centra en las eficiencias de los equipos componentes del sistema de generación, de los cuales es conveniente ignorar el generador<sup>15</sup> (eficiencia 1) y solo considerar es la caja de multiplicación cuya eficiencia se puede ubicar en los 0,92 para multiplicadores de 2 etapas aproximadamente a un 50% de su potencia de diseño<sup>16</sup>. Por otro lado, la eficiencia de transmisión, dada por un rodamiento cónico de rodillos y un rodamiento de caucho-bronce (estático) lubricado por agua del río, se estima en conjunto en 0,98.

La eficiencia del sistema es entonces

$$\eta_{sist} = 0.90$$

Con este factor se puede conocer la potencia mecánica que se presenta en el eje de la transmisión implementando esta eficiencia como factor convertidor.

La velocidad de rotación de la turbina viene de multiplicar la Frecuencia Eléctrica por otro factor de conversión. Este es entonces

**Ecuación 31.** Factor de conversión de frecuencia eléctrica a velocidad angular de la turbina.

$$\omega_{Tur} = f_{electrica} * \left(\frac{60}{6}\right) / (8,3)$$

Donde 60 es el número de segundos en un minuto, 6 el número de pares de polos magnéticos en el generador y 8,3 la relación de multiplicación de la caja.

Traduciendo los valores presentados en la tabla anterior con  $\eta_{sist}$  aplicado a la potencia eléctrica  $P_e$  y sus respectivos valores  $\omega_{Tur}$  se obtiene la Tabla 13.

---

<sup>15</sup> BURTON, John D. Op. cit.

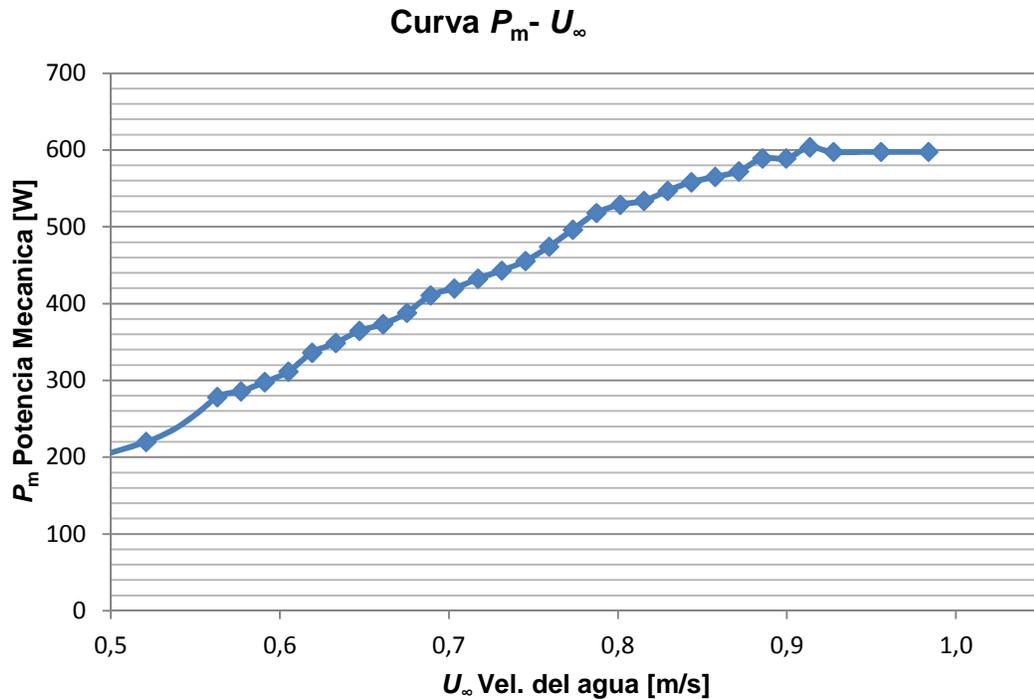
<sup>16</sup> GUAUQUE, Jorge. Tecnotrans Ltda. Bogota, Colombia. Correo electrónico, 2011.

**Tabla 13.** Potencia mecánica en función de la velocidad angular de la turbina.

$\omega_{tur}$		$P_m$
RPM	rad/s	W
6,024	0,631	3,434
13,253	1,388	17,169
15,663	1,640	17,169
32,530	3,406	94,432
50,602	5,298	219,769
54,217	5,677	278,146
55,422	5,803	285,657
56,627	5,929	297,676
57,831	6,055	311,392
59,036	6,181	336,031
60,241	6,307	348,778
61,446	6,433	364,402
62,651	6,560	373,182
63,855	6,686	387,833
65,060	6,812	410,678
66,265	6,938	419,681
67,470	7,064	432,272
68,675	7,190	442,941
69,880	7,316	455,411
71,084	7,443	474,088
72,289	7,569	496,135
73,494	7,695	517,938
74,699	7,821	528,683
75,904	7,947	533,736
77,108	8,073	546,758
78,313	8,199	558,067
79,518	8,326	564,916
80,723	8,452	572,087
81,928	8,578	589,069
83,133	8,704	588,913
84,337	8,830	603,412
85,542	8,956	597,498
87,952	9,209	597,498
90,361	9,461	597,498

Esta tabla genera una gráfica con la forma esperada (Figura 46) donde la Potencia mecánica  $P_m$  en el eje de la turbina sufre una pequeña deceleración conforme se incrementa la velocidad rotacional de la turbina  $\omega_{Tur}$ , que es resultado del incremento en la velocidad de la corriente del agua. Además se alcanza a apreciar el pico de generación de potencia mecánica con un valor de 603,4 W.

**Figura 46.** Curva de velocidad de la corriente de agua vs. potencia mecánica obtenida.



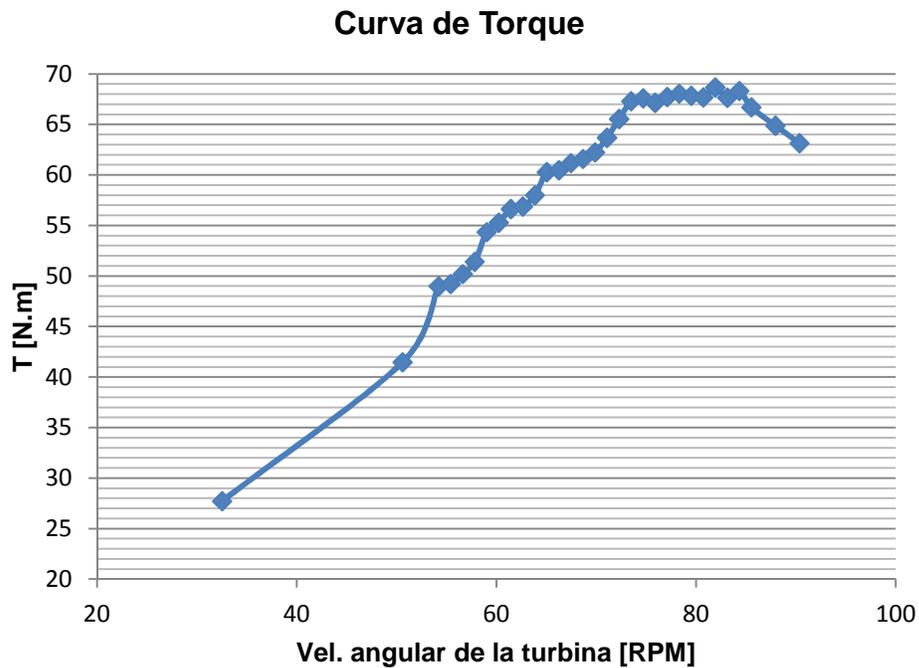
**6.2.3. Torque.** El valor del par es una medida que involucra la potencia y la velocidad angular, ya sea que se trate de la potencia eléctrica y la velocidad angular del generador o de la velocidad angular de la turbina y su potencia mecánica correspondiente. La Ecuación 31 arroja los valores de torque que brinda la máquina para cada medida de velocidad angular.

**Ecuación 32.** Torque

$$\tau = \frac{P_m}{\omega_{tur}}$$

Y su curva se presenta en la Figura 47.

**Figura 47.** Gráfico de torque vs. velocidad angular de la turbina.



### 6.3 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

Esta etapa de comparación de resultados, teóricos y experimentales, verifica si la teoría del comportamiento del fluido se desenvuelve como se espera. La Tabla 14 presenta la totalidad de los datos que se desearía conocer en función de la velocidad angular de la turbina del ACUAVATIO. En función de esta misma se obtiene la velocidad del agua mediante Ecuación 29.

Un hecho importante que debe mencionarse es que al comparar los resultados de la potencia mecánica entregada por el Acuavatio, Figura 46, con los resultados obtenidos de la potencia hidrocínética disponible en la corriente de agua, Tabla 9, se encuentra que en algunos puntos el rendimiento de la máquina registrado experimentalmente es superior a la máxima potencia disponible en la corriente. Obviamente, este hecho viola la ley de conservación de la energía por lo que durante el proceso de medida debieron aparecer algunos errores. Después de realizar un examen cuidadoso del funcionamiento de los diferentes elementos del Acuavatio así como del procedimiento de adquisición de datos, se concluyó que la posible fuente de error responsable era la medida de la velocidad de la corriente de agua. En efecto, todas las medidas de esta variable se realizaron, debido a razones técnicas, en las cercanías de la balsa soporte del hidrogenerador. Por

consiguiente, los valores obtenidos en el flujometro estaban influenciados por la presencia de la balsa los cuales, muy presumiblemente, se encuentran por debajo de la velocidad real de la corriente en el lecho del río. Al realizarse un estudio más detallado, se determinó que las velocidades incidentes  $U_{\infty}$  del fluido podían superar en al menos 0,2 m/s los valores reportados en la Figura 46. Consecuentemente, los valores experimentales de esta variable se aumentaron en 0,2 m/s para producir la Tabla 14 y la Figura 48, lo cual está de acuerdo con la ley de conservación de la energía.

**Tabla 14.** Total de resultados obtenidos en función de la velocidad angular de la turbina.

A	B	C	D	E	F	G	H	I
Vel Agua	Om tur	TSR	Pm	P hk	P betz	P vortex	T	Cp
m/s	RPM	-	W	W	W	W	N.m	-
0,202	32,530	9,324	94,432	150,971	89,465	45,710	27,726	0,593
0,286	50,602	8,647	219,769	425,063	251,889	119,183	41,481	0,490
0,314	54,217	8,572	278,146	503,915	298,617	139,519	48,999	0,523
0,510	55,422	8,549	285,657	532,217	315,388	146,759	49,229	0,508
0,721	56,627	8,528	297,676	561,560	332,776	154,235	50,208	0,502
0,763	57,831	8,507	311,392	591,962	350,792	161,950	51,428	0,498
0,777	59,036	8,488	336,031	623,441	369,447	169,908	54,364	0,511
0,791	60,241	8,469	348,778	656,017	388,751	178,111	55,298	0,504
0,805	61,446	8,451	364,402	689,709	408,716	186,564	56,642	0,501
0,819	62,651	8,434	373,182	724,535	429,354	195,270	56,892	0,488
0,833	63,855	8,418	387,833	760,514	450,675	204,231	58,010	0,483
0,847	65,060	8,402	410,678	797,664	472,690	213,450	60,289	0,488
0,861	66,265	8,387	419,681	836,006	495,411	222,932	60,491	0,476
0,875	67,470	8,373	432,272	875,556	518,848	232,680	61,193	0,468
0,889	68,675	8,359	442,941	916,335	543,013	242,695	61,603	0,458
0,903	69,880	8,345	455,411	958,361	567,918	252,983	62,245	0,450
0,917	71,084	8,332	474,088	1001,652	593,572	263,545	63,700	0,448
0,931	72,289	8,320	496,135	1046,228	619,987	274,386	65,551	0,449
0,945	73,494	8,308	517,938	1092,107	647,175	285,508	67,310	0,449
0,959	74,699	8,296	528,683	1139,309	675,146	296,914	67,598	0,440
0,973	75,904	8,285	533,736	1187,851	703,911	308,607	67,161	0,426
0,987	77,108	8,274	546,758	1237,752	733,483	320,591	67,725	0,418
1,001	78,313	8,264	558,067	1289,032	763,871	332,869	68,062	0,410
1,015	79,518	8,254	564,916	1341,709	795,087	345,444	67,853	0,399
1,029	80,723	8,244	572,087	1395,802	827,142	358,319	67,689	0,388
1,043	81,928	8,235	589,069	1451,330	860,047	371,497	68,673	0,385
1,057	83,133	8,225	588,913	1508,311	893,814	384,980	67,660	0,370
1,071	84,337	8,217	603,412	1566,764	928,453	398,773	68,336	0,365
1,085	85,542	8,208	597,498	1628,865	965,253	412,879	66,713	0,348
1,099	87,952	8,191	597,498	1753,199	1038,933	442,038	64,885	0,323
1,113	90,361	8,176	597,498	1883,705	1116,269	472,483	63,155	0,301

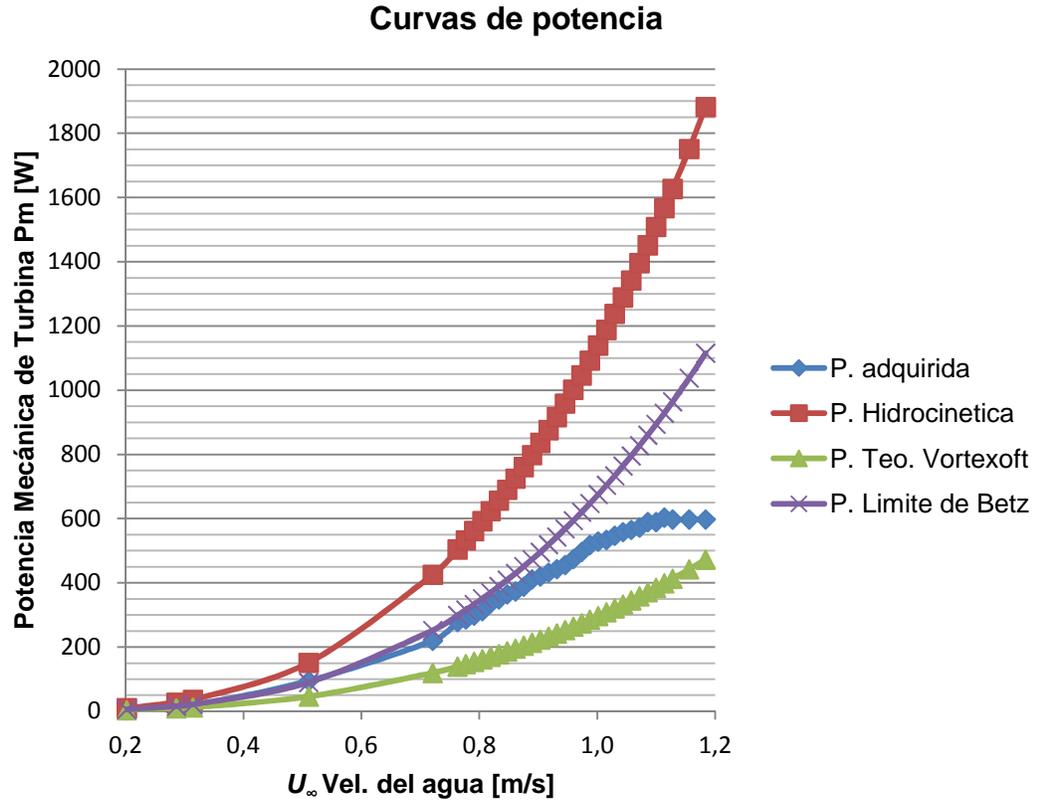
La columna bajo cada literal expresa un valor obtenido. Todos se dan a partir de la velocidad del agua y la velocidad angular de la turbina, literales A y B respectivamente.

Para explicar el tipo de dato expresado en cada columna tenemos:

- A.	Velocidad del agua	$U_{\infty}$	Derivado de la velocidad rotacional de la turbina por medio de Ecuación 30.
- B.	Vel. angular de la turbina	$\omega_{tur}$	Valor derivado de la frecuencia eléctrica por Ecuación 31.
- C.	TSR	$\lambda$	Relación entre $U_{\infty}$ y $\omega_{tur}$
- D.	Pot. mecánica adquirida	$P_m$	Derivado de la Potencia Eléctrica por Ecuación 29.
- E.	Pot. Hidrocinética neta	$\bar{P}$	Dada por Ecuación 2, respecto a valores de $U_{\infty}$ en Tabla 14.
- F.	Potencia Limite teórica	$P_{Betz}$	El límite superior de la potencia adquirible (Ecuación 2 * Lim. Betz).
- G.	Potencia Vortexoft	$P_{Vortex}$	Es la serie de datos que se obtiene del software de simulación VORTEXOFT.
- H.	Torque	$\tau$	Relaciona potencia mecánica y Velocidad angular de la turbina en Ecuación 32.
- I.	Coef. de potencia	$C_p$	Compara la potencia hidrocinética neta con la potencia adquirida mediante la Ecuación 11.

El resultado más importante para este estudio es el desempeño de la máquina. Éste está determinado por la producción eléctrica. La generación eléctrica está "sincrónicamente" ligada al aprovechamiento mecánico de la fuerza que imprime la corriente de agua que actúa sobre el disco y del aprovechamiento máximo de estar generando el mínimo de pérdidas en el proceso. La potencia mecánica es el factor a evaluar en este trabajo así como su variación con los cambios de velocidad a la que estará expuesta la máquina ACUAVATIO. La Figura 48 muestra las curvas de potencia que describen la teoría frente a la curva que muestra el desempeño experimental de la máquina.

**Figura 48.** Comparación de potencias mecánicas teóricas y experimental.



Error prom. respecto a:  $P_{Hk} = 0,53$        $P_{Betz} = 0,20$        $P_{Vortex} = 0,43$

En esta figura, la potencia obtenida experimentalmente (azul) se compara frente a la potencia hidrocinética disponible para una turbina de diámetro similar (rojo), la potencia disponible permitida compatible con el límite de Betz (violeta) y la potencia numérica obtenida por el software Vortexoft incluyendo el factor de corrección por la inclinación del rotor  $25^{\circ}$  respecto a la dirección de la corriente (verde).

Es necesario hacer notar que la curva violeta, donde se ha incluido el límite de Betz, considera una orientación del rotor perpendicular a la corriente. Por consiguiente, se observa que el rendimiento del Acuavatio es sorprendentemente más alto del esperado numéricamente, el cual viene representado por la línea verde. De hecho existen varias diferencias en la configuración real y numérica que podrían explicar un porcentaje de la diferencia entre ambos valores de potencia. La configuración de trabajo de la turbina hidrocinética ACUAVATIO es inclinada y a sotavento, lo cual implica la aparición de unas cargas dinámicas periódicas sobre las palas. Por otro lado, en las hipótesis de desarrollo del software se asume que el rotor está enfrentado perpendicularmente a la corriente incidente a barlovento,

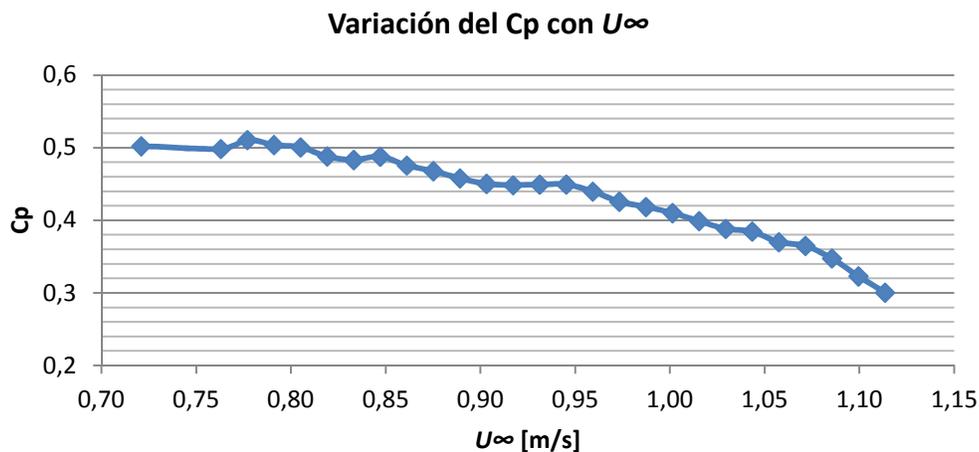
Además, el factor heurístico de variación del coeficiente de potencia entregado por la máquina proporcional al cubo del coseno del ángulo  $\gamma$  formado entre la velocidad incidente y la normal al plano de rotación de las palas, incluido en las estimaciones de Vortexoft, podría estar sobreestimado. Este hecho se podría determinar mediante un cálculo transitorio de la rotación de las palas empleando, software tipo CFD (Computational Fluid Dynamics) como ANSYS-CFD disponible en el grupo de investigación.

El hecho importante es que la potencia obtenida en el ACUAVATIO es superior a la esperada según las estimaciones iniciales, lo cual lo convierte en un buen candidato para proveer de electricidad a comunidades pequeñas aisladas en las riberas de los ríos colombianos en particular y sudamericanos en general.

En rendimiento del rotor se estima a través de su eficiencia que coincide, en este caso, con el coeficiente de potencia  $C_p$  el cual determina la capacidad de una turbina de convertir la energía hidrocínética neta que pasa por un área transversal a la corriente del río en energía mecánica rotacional, en este caso del eje de la turbina.

Los valores, presentados en Tabla 14 para  $C_p$  en función de la velocidad del agua dibujan la siguiente curva

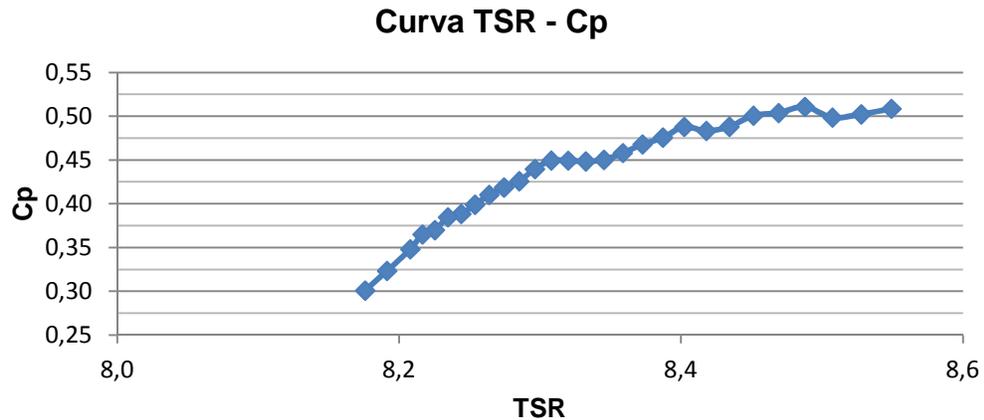
**Figura 49.** Gráfica de variación del coeficiente de potencia con la velocidad del agua.



Las gráficas del coeficiente de potencia que se presentan en el campo de la generación eólica se hacen respecto a la TSR, la cual es un valor adimensional y se presta para comparar turbinas de una forma paramétrica donde no se tienen en cuenta las escalas. En este caso se hace en función de la velocidad del agua (no adimensional) porque se caracteriza específicamente la turbina de la máquina ACUAVATIO con dicha configuración.

La Figura 50 muestra la curva de coeficiente de potencia adimensional para la turbina del ACUAVATIO.

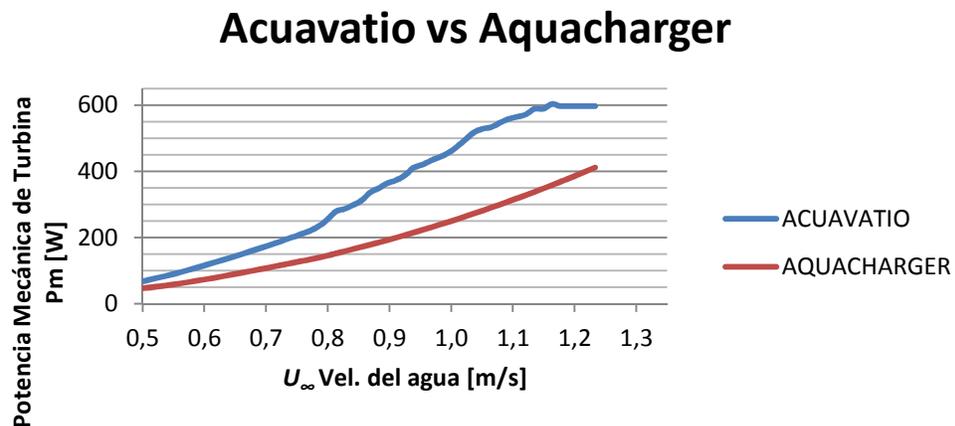
**Figura 50.** Variación del Coeficiente de potencia con TSR.



Según la curva adimensional obtenida, la máxima eficiencia obtenida a partir de los datos de la Tabla 14 es ligeramente superior a 0,5 para una TSR de aproximadamente 8,5.

Cabe hacer una última comparación respecto al desempeño del AQUACHARGER. Aunque éste tiene un rotor de diámetro mayor (1,8 m) su producción está por debajo de la producción del ACUAVATIO como se puede ver en la Figura 51. Esta diferencia es atribuible al perfil aerodinámico con el que operan. El del AQUACHARGER es un perfil 4415, que es prácticamente un aspa recta (sin alabeo) en su cara de intradós. Por su fácil de fabricación artesanal se implementa normalmente en microaerogeneradores.

**Figura 51.** Comparación respecto al AQUACHARGER.



## 7. CONCLUSIONES

En este trabajo se realizó la caracterización mecánica de un hidrogenerador de eje horizontal mediante pruebas experimentales realizadas en el río Cauca. En todo el proceso se contó con la colaboración de la empresa APROTEC, especializada en tecnologías relacionadas con el campo de las energías alternativas.

Es necesario enfatizar que las pruebas en campo de la máquina se vieron afectadas dramáticamente por las condiciones climáticas. De hecho a lo largo del estudio se vivieron las diferentes temporadas de lluvia y sequía, que aportaron los diferentes factores climatológicos bajo los cuales se tenía planeado probar la máquina.

En relación al desempeño de la turbina de río, hay confianza en los cambios que fueron primordiales para el inicio de este proyecto, Aunque no fue el eje central de este documento, la resistencia del material y el método de manufactura del elemento aspa fue mejorado y comprobado respecto al AQUACHARGER, que fue el punto de partida. Los diferentes subsistemas de la máquina ACUAVATIO se unieron para brindar un desempeño considerablemente mayor al de su antecesor. Lo que se refleja en la Figura 51, donde la curva inferior representa la producción mecánica de potencia. Por encima de esta, se traza la curva experimental de potencia mecánica obtenida del ACUAVATIO, que en promedio tuvo una producción 1,79 veces mayor, aun contando con un rotor de diámetro de turbina 5% menor.

Lo anterior es comparativo con un dispositivo que implementa la misma tecnología y es muy similar geométricamente. Respecto a la teoría los datos no dejan de ser destacados. La Tabla 14 y la Figura 48 muestran las diferentes potencias mecánicas, predichas por cálculos teóricos y adquiridos por la experimentación. Como es de esperar, la potencia adquirida traza una curva bajo la de potencia hidrocínética, que es un valor ideal, y bajo su potencia límite (P. Límite de Betz) la cual considera la ley de Betz. Lo destacable aquí es el Coeficiente de Potencia  $C_p$  que se alcanza, de 0,45 en promedio dentro de este rango de velocidades.

El cálculo del error de la traza experimental respecto a las curvas teóricas no brinda una información muy acertada. Las curvas descritas por la teoría son constantemente crecientes, en cambio la producción experimental llega a un punto de inflexión que es máximo y de ahí en adelante los datos serán menores sin importar cuánto aumente la velocidad.

Los datos importantes de esta caracterización mecánica se ubican principalmente en la Figura 46, donde se muestra la variación de potencia mecánica adquirida a partir de la variación de velocidad y donde su máximo, 603 W @ 1,07 m/s, en la Figura 47, gráfica que muestra el torque más alto, 68,7 N.m @ 1,04 m/s y en la

Figura 49, donde se muestra su mayor valor de  $C_p$ , 0,51 @ 0,8 m/s. Comprobando que el rango de velocidades de mayor eficiencia se encuentra entre 0,8 y 1,07 m/s.

En general, este desempeño sobresaliente que presenta la máquina la hace una buena candidata para ser una alternativa a los métodos de electrificación rural siendo un paso más adelante en la tecnología de las turbinas de río.

## **8. RECOMENDACIONES**

- Aun entregando un buen desempeño, el ACUAVATIO tiene un gran número de cuestiones que mejorar. Hacer una modificación para lograr tener una turbina sin inclinación indudablemente entregaría una mejor producción eléctrica.
- Si bien el ACUAVATIO posee un sentido social al mantener un esquema de fácil construcción con materiales asequibles para las personas en las ZNI, es necesario que la tecnología se optimice para ofrecer mejores desempeños. Como ejemplo está la plataforma sobre la cual se instala el equipo, cuya hidrodinámica podría optimizarse para elevar el rendimiento de la turbina.

## BIBLIOGRAFÍA

BURTON, Tony. SHARPE, David. JENKINS, Nick. BOSSANYI, Ervin. Wind energy handbook. Baffins Lane: John Wiley & Sons Ltd, 2001. 617 p.

CHIROQUE, Jose. Microaerogenerador IT-PE-100 para electrificación rural. Lima: Soluciones Prácticas - ITDG. Serie de Manuales #34. 2008. 75 p.

In-stream Turbine Studies [en línea]. Seattle: Hydrovolts, 2011[Consultado 20 de mayo, 2011]. Disponible en internet: <http://hydrovolts.com/technology/in-stream-turbines>

KHAN, M.J.; BHUYAN, G.; IQBAL, M.T. ; QUAICOE, J.E.. Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review. En: Elsevier: Applied Energy. Abril, 2009, vol. 86. p. 1823 - 1835.

LLANOS, Juan Camilo. Estudio y optimización de un generador de eje horizontal. Trabajo de grado para pregrado de Ingeniería Mecánica. Santiago de Cali. Universidad Autónoma de Occidente. Facultad de Ingeniería, 2007. 110 p.

Methodology for estimating tidal current energy resources and power production by tidal in-stream energy conversion (TISEC) devices [en línea]. Palo Alto: Energy Power Research Institute, 2006. [Consultado 15 de junio, 2011]. Disponible en internet: [http://oceanenergy.epri.com/attachments/streamenergy/reports/TP-001\\_REV\\_3\\_BP\\_091306.pdf](http://oceanenergy.epri.com/attachments/streamenergy/reports/TP-001_REV_3_BP_091306.pdf)

NACA 4412 airfoil [en línea]. Soviet Ultralight and Homebuilt Aircraft. [Consultado 20 de mayo, 2011]. Disponible en internet: [http://easyultralightdesign.com/airfoils/naca4412\\_airfoil.php](http://easyultralightdesign.com/airfoils/naca4412_airfoil.php)

SANTOS JAIMES, Alfonso. Adaptación de un generador eléctrico de imanes permanentes y flujo radial. Trabajo de grado para Magister en Ingeniería Mecánica. Bogotá D.C. Universidad De Los Andes. Facultad de Ingeniería, 2004. 77 p.

Siting Considerations for kinetic (In-Stream) Hydro Turbines [en línea]. Fairbanks - EEUU: ABS Alaskan, Inc., [Consultado 07 de Junio de 2010]. Disponible en Internet: <http://www.absak.com/tech/EnCurrentSiting.pdf>

Small-scale water current turbines for river applications [en línea]. Oslo: Zero Emissions Resources Organization, 2010. [Consultado 10 de julio, 2011]. Disponible en internet: <http://www.zero.no/publikasjoner/small-scale-water-current-turbines-for-river-applications.pdf>

Technology evaluation of existing and emerging technologies [en línea]. St. Catharines: Verdant Power Canada ULC, 2006. [Consultado 08 de julio, 2011]. Disponible en internet: [http://oreg.ca/web\\_documents/verdant\\_river\\_turbines\\_report.pdf](http://oreg.ca/web_documents/verdant_river_turbines_report.pdf)

Tidal In-Stream Energy Conversion [en línea]. Vancouver: Clean Current RES, 2012. [Consultado 11 de junio, 2011]. Disponible en internet: <http://www.cleancurrent.com/index.htm>

Water Current Turbines Pump Drinking Water [en línea]. Oxfordshire: Caddet-RE, 2000. [Consultado 16 de junio, 2011]. Disponible en internet: <http://www.caddet-re.org/assets/no83.pdf>

WHITE, Frank M. Fluid Mechanics. 4 ed. Boston, McGraw-Hill, 2008. 864 p.

## ANEXOS

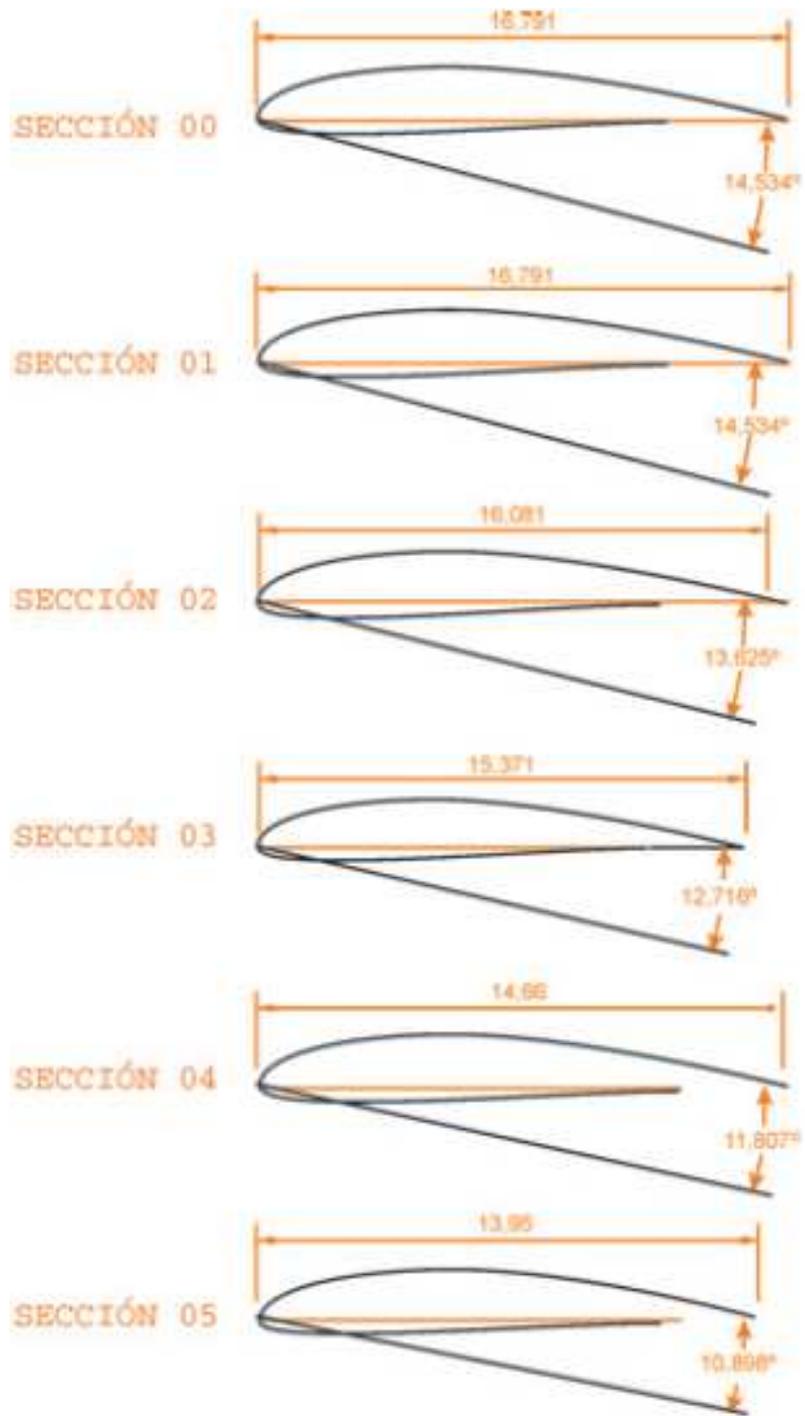
### Anexo A. Tabla de generación de los perfiles del aspa.

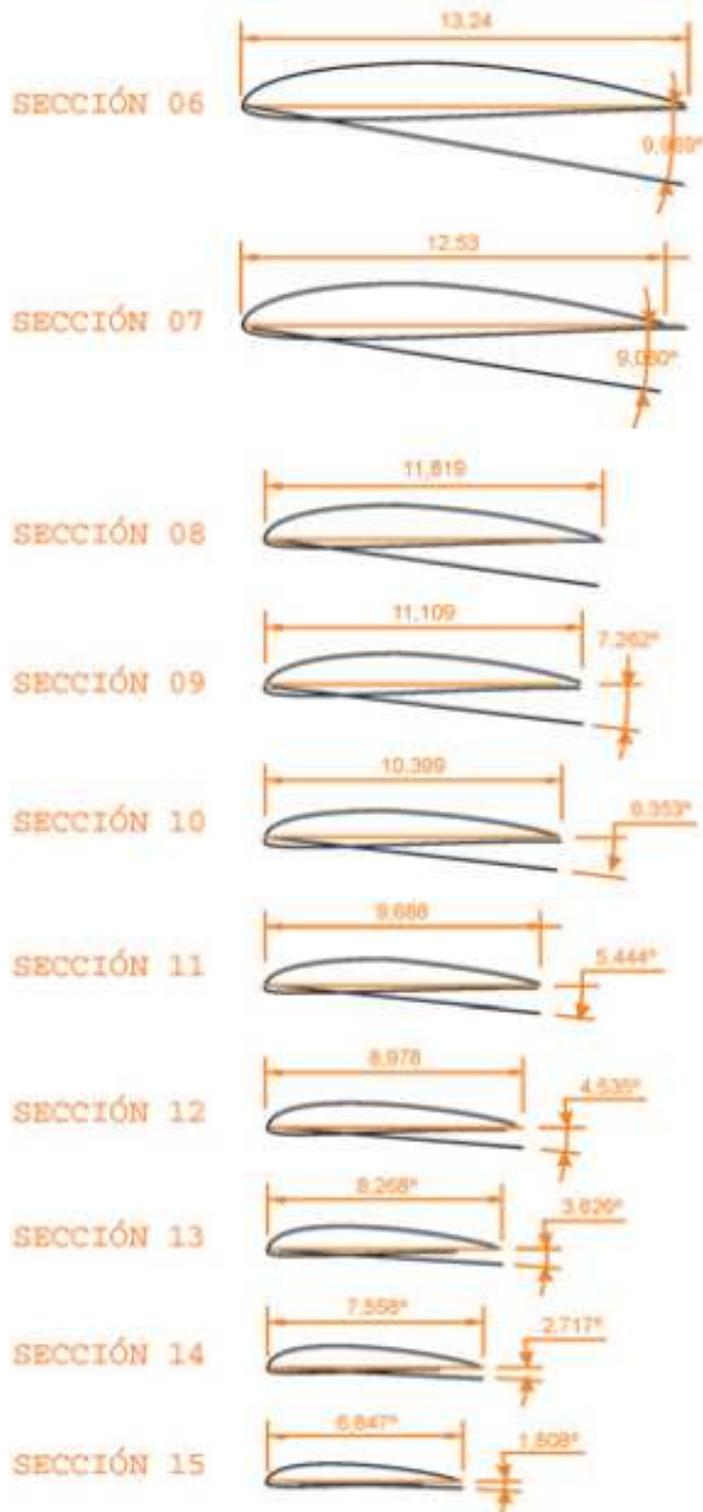
X	Y(+)	Y(-)	X	Y(+)	Y(-)	X	Y(+)	Y(-)	X	Y(+)	Y(-)
<b>SECCIÓN 1</b>			<b>SECCIÓN 2</b>			<b>SECCIÓN 3</b>			<b>SECCIÓN 4</b>		
0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,21	0,41	-0,24	0,20	0,39	-0,23	0,19	0,38	-0,22	0,18	0,36	-0,21
0,42	0,57	-0,33	0,40	0,55	-0,31	0,38	0,52	-0,30	0,37	0,50	-0,29
0,84	0,79	-0,42	0,80	0,76	-0,40	0,77	0,73	-0,38	0,73	0,69	-0,37
1,26	0,97	-0,46	1,21	0,93	-0,44	1,15	0,89	-0,42	1,10	0,84	-0,40
1,68	1,11	-0,48	1,61	1,06	-0,46	1,54	1,01	-0,44	1,47	0,97	-0,42
2,52	1,32	-0,48	2,41	1,27	-0,46	2,31	1,21	-0,44	2,20	1,16	-0,42
3,36	1,48	-0,46	3,22	1,42	-0,44	3,07	1,35	-0,42	2,93	1,29	-0,40
4,20	1,58	-0,42	4,02	1,51	-0,40	3,84	1,45	-0,38	3,67	1,38	-0,37
5,04	1,64	-0,38	4,82	1,57	-0,36	4,61	1,50	-0,35	4,40	1,43	-0,33
6,72	1,65	-0,30	6,43	1,58	-0,29	6,15	1,51	-0,28	5,86	1,44	-0,26
8,40	1,54	-0,24	8,04	1,48	-0,23	7,69	1,41	-0,22	7,33	1,35	-0,21
10,07	1,37	-0,17	9,65	1,31	-0,16	9,22	1,25	-0,15	8,80	1,19	-0,15
11,75	1,12	-0,11	11,26	1,08	-0,10	10,76	1,03	-0,10	10,26	0,98	-0,10
13,43	0,82	-0,07	12,86	0,79	-0,06	12,30	0,75	-0,06	11,73	0,72	-0,06
15,11	0,46	-0,04	14,47	0,44	-0,04	13,83	0,42	-0,03	13,19	0,40	-0,03
15,95	0,25	-0,03	15,28	0,24	-0,03	14,60	0,23	-0,02	13,93	0,22	-0,02
16,79	0,02	-0,02	16,08	0,02	-0,02	15,37	0,02	-0,02	14,66	0,02	-0,02
16,79	0,00	0,00	16,08	0,00	0,00	15,37	0,00	0,00	14,66	0,00	0,00
<b>SECCIÓN 5</b>			<b>SECCIÓN 6</b>			<b>SECCIÓN 7</b>			<b>SECCIÓN 8</b>		
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,17	0,34	-0,20	0,17	0,32	-0,19	0,16	0,31	-0,18	0,15	0,29	-0,17
0,35	0,47	-0,27	0,33	0,45	-0,26	0,31	0,42	-0,24	0,30	0,40	-0,23
0,70	0,66	-0,35	0,66	0,63	-0,33	0,63	0,59	-0,31	0,59	0,56	-0,29
1,05	0,80	-0,38	0,99	0,76	-0,36	0,94	0,72	-0,34	0,89	0,68	-0,32
1,40	0,92	-0,40	1,32	0,87	-0,38	1,25	0,83	-0,36	1,18	0,78	-0,34
2,09	1,10	-0,40	1,99	1,04	-0,38	1,88	0,99	-0,36	1,77	0,93	-0,34
2,79	1,23	-0,38	2,65	1,17	-0,36	2,51	1,10	-0,34	2,36	1,04	-0,32
3,49	1,31	-0,35	3,31	1,25	-0,33	3,13	1,18	-0,31	2,95	1,11	-0,30
4,19	1,36	-0,32	3,97	1,29	-0,30	3,76	1,22	-0,28	3,55	1,15	-0,27
5,58	1,37	-0,25	5,30	1,30	-0,24	5,01	1,23	-0,23	4,73	1,16	-0,21
6,98	1,28	-0,20	6,62	1,22	-0,19	6,26	1,15	-0,18	5,91	1,09	-0,17
8,37	1,14	-0,14	7,94	1,08	-0,13	7,52	1,02	-0,13	7,09	0,96	-0,12
9,77	0,93	-0,09	9,27	0,89	-0,09	8,77	0,84	-0,08	8,27	0,79	-0,08
11,16	0,68	-0,05	10,59	0,65	-0,05	10,02	0,61	-0,05	9,46	0,58	-0,05
12,56	0,38	-0,03	11,92	0,36	-0,03	11,28	0,34	-0,03	10,64	0,32	-0,03
13,25	0,21	-0,02	12,58	0,19	-0,02	11,90	0,18	-0,02	11,23	0,17	-0,02
13,95	0,02	-0,02	13,24	0,02	-0,02	12,53	0,02	-0,02	11,82	0,02	-0,02
13,95	0,00	0,00	13,24	0,00	0,00	12,53	0,00	0,00	11,82	0,00	0,00
<b>SECCIÓN 9</b>			<b>SECCIÓN 10</b>			<b>SECCIÓN 11</b>			<b>SECCIÓN 12</b>		
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,14	0,27	-0,16	0,13	0,25	-0,15	0,12	0,24	-0,14	0,11	0,22	-0,13
0,28	0,38	-0,22	0,26	0,35	-0,20	0,24	0,33	-0,19	0,22	0,30	-0,18
0,56	0,53	-0,28	0,52	0,49	-0,26	0,48	0,46	-0,24	0,45	0,42	-0,22
0,83	0,64	-0,30	0,78	0,60	-0,28	0,73	0,56	-0,27	0,67	0,52	-0,25
1,11	0,73	-0,32	1,04	0,69	-0,30	0,97	0,64	-0,28	0,90	0,59	-0,26
1,67	0,88	-0,32	1,56	0,82	-0,30	1,45	0,76	-0,28	1,35	0,71	-0,26
2,22	0,98	-0,30	2,08	0,92	-0,28	1,94	0,85	-0,27	1,80	0,79	-0,25
2,78	1,05	-0,28	2,60	0,98	-0,26	2,42	0,91	-0,24	2,24	0,84	-0,22
3,33	1,08	-0,25	3,12	1,01	-0,24	2,91	0,95	-0,22	2,69	0,88	-0,20
4,44	1,09	-0,20	4,16	1,02	-0,19	3,88	0,95	-0,17	3,59	0,88	-0,16
5,55	1,02	-0,16	5,20	0,96	-0,15	4,84	0,89	-0,14	4,49	0,83	-0,13
6,67	0,90	-0,11	6,24	0,85	-0,10	5,81	0,79	-0,10	5,39	0,73	-0,09
7,78	0,74	-0,07	7,28	0,70	-0,07	6,78	0,65	-0,06	6,28	0,60	-0,06
8,89	0,54	-0,04	8,32	0,51	-0,04	7,75	0,47	-0,04	7,18	0,44	-0,04
10,00	0,30	-0,02	9,36	0,28	-0,02	8,72	0,26	-0,02	8,08	0,24	-0,02
10,55	0,16	-0,02	9,88	0,15	-0,02	9,20	0,14	-0,02	8,53	0,13	-0,01
11,11	0,01	-0,01	10,40	0,01	-0,01	9,69	0,01	-0,01	8,98	0,01	-0,01
11,11	0,00	0,00	10,40	0,00	0,00	9,69	0,00	0,00	8,98	0,00	0,00

SECCIÓN 13			SECCIÓN 14		
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,10	0,20	-0,12	0,09	0,18	-0,11
0,21	0,28	-0,16	0,19	0,26	-0,15
0,41	0,39	-0,21	0,38	0,36	-0,19
0,62	0,48	-0,23	0,57	0,44	-0,21
0,83	0,54	-0,24	0,76	0,50	-0,22
1,24	0,65	-0,24	1,13	0,60	-0,22
1,65	0,73	-0,23	1,51	0,67	-0,21
2,07	0,78	-0,21	1,89	0,71	-0,19
2,48	0,81	-0,19	2,27	0,74	-0,17
3,31	0,81	-0,15	3,02	0,74	-0,14
4,13	0,76	-0,12	3,78	0,69	-0,11
4,96	0,67	-0,08	4,53	0,62	-0,08
5,79	0,55	-0,05	5,29	0,51	-0,05
6,61	0,40	-0,03	6,05	0,37	-0,03
7,44	0,22	-0,02	6,80	0,20	-0,02
7,85	0,12	-0,01	7,18	0,11	-0,01
8,27	0,01	-0,01	7,56	0,01	-0,01
8,27	0,00	0,00	7,56	0,00	0,00
SECCIÓN 15					
0,00	0,00	0,00			
0,09	0,17	-0,10			
0,17	0,23	-0,13			
0,34	0,32	-0,17			
0,51	0,39	-0,19			
0,68	0,45	-0,20			
1,03	0,54	-0,20			
1,37	0,60	-0,19			
1,71	0,64	-0,17			
2,05	0,67	-0,15			
2,74	0,67	-0,12			
3,4 2	0,63	-0,10			
4,11	0,56	-0,07			
4,79	0,46	-0,04			
5,48	0,33	-0,03			
6,16	0,19	-0,02			
6,50	0,10	-0,01			
6,85	0,01	-0,01			
6,85	0,00	0,00			

Fuente: CHIROQUE, José. Microaerogenerador IT-PE-100 para electrificación rural. Lima: Soluciones Prácticas - ITDG. Serie de Manuales #34. 1ª ed. 2008. p. 37.

## Anexo B. Perfiles por secciones.





**Fuente:** CHIROQUE, José. Microaerogenerador IT-PE-100 para electrificación rural. Lima: Soluciones Prácticas - ITDG. Serie de Manuales #34. 1ª ed. 2008. p. 36.

## Anexo C. Generación de dimensiones de secciones en SolidEdge V20.

Tipo	Nombre	Valor	Regla	Fórmula		
Dim	V376	50,00 mm			Plano de la seccion 00	
Dim	Seccion 15	850,00 mm			Plano de la seccion 15	
Dim	V39734	0,35 mm	Fórmula	$= (V39993 * 0,1609) / 100$	Coordenadas Y (-) Superficie Intrados	
Dim	V39735	0,46 mm	Fórmula	$= (V39993 * 0,2146) / 100$		
Dim	V39736	0,62 mm	Fórmula	$= (V39993 * 0,2889) / 100$		
Dim	V39739	0,83 mm	Fórmula	$= (V39993 * 0,3855) / 100$		
Dim	V39744	1,08 mm	Fórmula	$= (V39993 * 0,5054) / 100$		
Dim	V39745	1,39 mm	Fórmula	$= (V39993 * 0,6483) / 100$		
Dim	V39746	1,74 mm	Fórmula	$= (V39993 * 0,8126) / 100$		
Dim	V39751	2,13 mm	Fórmula	$= (V39993 * 0,9956) / 100$		
Dim	V39752	2,56 mm	Fórmula	$= (V39993 * 1,1930) / 100$		
Dim	V39755	3,00 mm	Fórmula	$= (V39993 * 1,3989) / 100$		
Dim	V39765	3,44 mm	Fórmula	$= (V39993 * 1,6057) / 100$		
Dim	V39768	3,87 mm	Fórmula	$= (V39993 * 1,8030) / 100$		
Dim	V39774	4,32 mm	Fórmula	$= (V39993 * 2,0161) / 100$		
Dim	V39775	4,84 mm	Fórmula	$= (V39993 * 2,2593) / 100$		
Dim	V39778	5,38 mm	Fórmula	$= (V39993 * 2,5088) / 100$		
Dim	V39779	5,86 mm	Fórmula	$= (V39993 * 2,7318) / 100$		
Dim	V39785	6,17 mm	Fórmula	$= (V39993 * 2,8792) / 100$		
Dim	V39786	6,14 mm	Fórmula	$= (V39993 * 2,8639) / 100$		
Dim	V39787	5,88 mm	Fórmula	$= (V39993 * 2,7428) / 100$		
Dim	V39788	5,32 mm	Fórmula	$= (V39993 * 2,4833) / 100$		
Dim	V39789	4,18 mm	Fórmula	$= (V39993 * 1,9479) / 100$		
Dim	V39790	3,07 mm	Fórmula	$= (V39993 * 1,4335) / 100$		
Dim	V39792	2,38 mm	Fórmula	$= (V39993 * 1,1094) / 100$		
Dim	V39793	1,90 mm	Fórmula	$= (V39993 * 0,8844) / 100$		
Dim	V39800	3,14 mm	Fórmula	$= (V39993 * 1,4646) / 100$		
Dim	V39807	5,79 mm	Fórmula	$= (V39993 * 2,6990) / 100$		
Dim	V39811	8,23 mm	Fórmula	$= (V39993 * 3,8370) / 100$		
Dim	V39812	10,47 mm	Fórmula	$= (V39993 * 4,8815) / 100$		
Dim	V39813	12,51 mm	Fórmula	$= (V39993 * 5,8342) / 100$		
Dim	V39814	14,36 mm	Fórmula	$= (V39993 * 6,6957) / 100$		
Dim	V39817	16,01 mm	Fórmula	$= (V39993 * 7,4649) / 100$		
Dim	V39818	17,45 mm	Fórmula	$= (V39993 * 8,1399) / 100$		
Dim	V39819	18,69 mm	Fórmula	$= (V39993 * 8,7171) / 100$		
Dim	V39822	19,71 mm	Fórmula	$= (V39993 * 9,1915) / 100$		
Dim	V39823	20,49 mm	Fórmula	$= (V39993 * 9,5565) / 100$		
Dim	V39825	21,02 mm	Fórmula	$= (V39993 * 9,8030) / 100$		
Dim	V39827	21,20 mm	Fórmula	$= (V39993 * 9,8849) / 100$		
Dim	V39828	20,93 mm	Fórmula	$= (V39993 * 9,7588) / 100$		
Dim	V39829	20,17 mm	Fórmula	$= (V39993 * 9,4053) / 100$		
Dim	V39830	18,86 mm	Fórmula	$= (V39993 * 8,7966) / 100$		
Dim	V39831	16,91 mm	Fórmula	$= (V39993 * 7,8879) / 100$		
Dim	V39832	14,15 mm	Fórmula	$= (V39993 * 6,5986) / 100$		
Dim	V39833	12,35 mm	Fórmula	$= (V39993 * 5,7602) / 100$		
Dim	V39834	10,15 mm	Fórmula	$= (V39993 * 4,7313) / 100$		
Dim	V39835	7,25 mm	Fórmula	$= (V39993 * 3,3816) / 100$		
Dim	V39836	5,25 mm	Fórmula	$= (V39993 * 2,4493) / 100$		
Dim	V39839	4,19 mm	Fórmula	$= (V39993 * 1,9557) / 100$		
Dim	V39840	3,55 mm	Fórmula	$= (V39993 * 1,6539) / 100$		
Dim	V39863	203,71 mm	Fórmula	$= (V39993 * 95) / 100$	Coordenadas Y (+) superficie Extrados	
Dim	V39866	192,99 mm	Fórmula	$= (V39993 * 90) / 100$		
Dim	V39872	182,27 mm	Fórmula	$= (V39993 * 85) / 100$		
Dim	V39873	171,54 mm	Fórmula	$= (V39993 * 80) / 100$		
Dim	V39874	160,82 mm	Fórmula	$= (V39993 * 75) / 100$		
Dim	V39875	150,10 mm	Fórmula	$= (V39993 * 70) / 100$		
Dim	V39876	139,38 mm	Fórmula	$= (V39993 * 65) / 100$		
Dim	V39877	128,66 mm	Fórmula	$= (V39993 * 60) / 100$		
Dim	V39878	117,94 mm	Fórmula	$= (V39993 * 55) / 100$		
Dim	V39879	107,22 mm	Fórmula	$= (V39993 * 50) / 100$		
Dim	V39882	96,49 mm	Fórmula	$= (V39993 * 45) / 100$		
Dim	V39884	85,77 mm	Fórmula	$= (V39993 * 40) / 100$		
Dim	V39885	75,05 mm	Fórmula	$= (V39993 * 35) / 100$		
Dim	V39886	64,33 mm	Fórmula	$= (V39993 * 30) / 100$		
Dim	V39888	53,61 mm	Fórmula	$= (V39993 * 25) / 100$		
Dim	V39889	42,89 mm	Fórmula	$= (V39993 * 20) / 100$		
Dim	V39890	32,16 mm	Fórmula	$= (V39993 * 15) / 100$		
Dim	V39891	21,44 mm	Fórmula	$= (V39993 * 10) / 100$		
Dim	V39892	16,08 mm	Fórmula	$= (V39993 * 7,5) / 100$		
Dim	V39893	10,72 mm	Fórmula	$= (V39993 * 5) / 100$		
Dim	V39894	5,36 mm	Fórmula	$= (V39993 * 2,5) / 100$		
Dim	V39895	2,68 mm	Fórmula	$= (V39993 * 1,25) / 100$		
Dim	V39897	1,61 mm	Fórmula	$= (V39993 * 0,75) / 100$		
Dim	V39898	1,07 mm	Fórmula	$= (V39993 * 0,5) / 100$		
Dim	V39993	214,43 mm				CUERDA

#### Anexo D. Especificaciones de medidor de velocidad de flujo Flowatch



	Tasa de flujo/Velocidad del viento (agua)	Temperatura
Unidades	km/h (Kilometros por hora) m/s (metros por segundo) Knots (nudos) Mph (millas por hora) Fps (pies por segundo)	℉, °C
Rango	0.2 a 32+ mph; 0.3 a 51+ km/h	-22℉ a +122℉; -30°C a +50°C
Resolución	0.1 unidad	0.1℉, 0.1°C
Precisión	+/- 2%	+/- 1℉; +/- 0.5°C

Fuente: Especificaciones técnicas [en línea]. Disponibles en internet: <http://www.ntechusa.com/products/flowatch.html>

#### Anexo E. Especificaciones del tacómetro de luz

Tipo	Tacómetro de luz
Rango	2.5 a 99999 RPM
Distancia	2 a 20" ( 50-500 mm)
Precisión	+/- 0.05%
Temperatura de operación	32 a 122 ℉
Detalles extra	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Pantalla LCD de 5 dígitos</li> <li>- Toma dato cada 1 segundo</li> <li>- Memoria para min./máx./ultimo</li> <li>- Opción de tarar a 0</li> <li>- Apuntador Laser</li> </ul>

Fuente: Especificaciones técnicas [en línea]. Disponible en internet: <http://erasmus.com.co/tienda/index.php?act=viewProd&productId=40>

## Anexo F. Especificaciones del multímetro.



DC V	600.0mV/6.000/60.00/600.0V (Input impedance: approx. 10M $\Omega$ ) $\pm 1.0\%rdg\pm 3dgt$
AC V	6.000/60.00/600.0V (Input impedance: approx.10M $\Omega$ ) $\pm 1.5\%rdg\pm 5dgt$ (45 ~ 400Hz)
DC A	60.00/120.0A $\pm 2.0\%rdg\pm 8dgt$ (60A) $\pm 2.0\%rdg\pm 5dgt$ (120A)
AC A	60.00/120.0A $\pm 2.0\%rdg\pm 5dgt$ (45 ~ 65Hz)
$\Omega$	600.0 $\Omega$ /6.000/60.00/600.0k $\Omega$ /6.000/60.00M $\Omega$ $\pm 1.0\%rdg\pm 5dgt$ (600 $\Omega$ /6/60/600k $\Omega$ ) $\pm 2.0\%rdg\pm 5dgt$ (6M $\Omega$ ) $\pm 3.0\%rdg\pm 5dgt$ (60M $\Omega$ )
Continuity buzzer	Buzzer sounds below 35 $\pm 25\Omega$
Diode test	2V $\pm 3.0\%rdg\pm 5dgt$ Open-loop voltage: approx. 2.7V
Capacitance	400.0nF/4.000/40.00 $\mu$ F $\pm 2.5\%rdg\pm 10dgt$
Frequency	(AC A) 100/1000Hz/10kHz $\pm 0.2\%rdg\pm 2dgt$ (100Hz) $\pm 0.1\%rdg\pm 1dgt$ (1000Hz/1 kHz)  (DC A) 100/1000Hz/10/100/300.0kHz $\pm 0.2\%rdg 2dgt$ (100Hz) $\pm 0.1\%rdg\pm 1dgt$ (1000Hz/10/100/300.0kHz)  (Input sensitivity Current: more than 2A Voltage: more than 2V [-10kHz]/more than 20V [10k-300kHz])
Conductor size	$\varnothing 12$ mm max.
Withstand voltage	3540V AC for 5 seconds
Applicable standards	IEC 61010-1 CAT.III 300V, CAT.II 600V Pollution degree 2 IEC 61010-031, IEC 61010-2-032, IEC 61326
Power source	R03 (1.5V) $\times 2$ * Continuous measuring time: DCV: approx. 150hours, ACA: approx. 25hours (Auto power save: approx. 15 minutes)
Dimensions	128 (L) $\times$ 92 (W) $\times$ 27 (D) mm
Weight	220g approx. (including batteries)
Accessories	R03 (1.5V) $\times 2$ , Instruction manual
Optional	<a href="#">9107</a> (Carrying case [Soft])

Fuente: Especificaciones técnicas [en línea]. Disponible en internet:  
<http://www.kew-ltd.co.jp/en/products/multimeters/2012R.html>

**Anexo G. Fragmento de informe Dr. John D. Burton respecto a consecuencias de inclinación del rotor.**

**Re 3 blade 1.70m dia rotor.**

1) Effect of yaw.

I think power will drop with the cube of the cosine of angle of tilt:

10 deg	0.9551	5% loss
20 deg	0.8298	17% loss
30 deg	0.6495	35% loss.

On your configuration with 1.7 m dia on a 3 m shaft with the blade tip just reaching the water surface the angle is 15.8 deg so 11% loss.

**Anexo H. Perfil de velocidades en las cercanías de la balsa y rotor.**

	<b>Zona 1</b>	<b>Zona 2</b>	<b>Zona 3</b>	<b>Zona 4</b>
	ft/s	ft/s	ft/s	ft/s
Día 1	2,5	3	3,2	3
Día 2	2,4	3,1	3,4	3,6
Día 3	2,4	3,6	3,6	3,7
Día 4	2,4	2,8	4,1	4
Día 5	2,3	3	3,2	3,6
Día 6	1,8	1,6	3,3	3,7
Día 7	2,2	2	3,6	4
Día 8	2,4	2,7	3,4	3,9
Día 9	2,5	4,1	3,2	4,4
Día 10	2,8	3,4	3,1	4
Día 11	3,4	2,8	2,3	4
Día 12	3,5	2,7	3,3	4,5
Día 13	2,1	3	3,5	3,3
Día 14	1,9	2,9	3,3	3,6
Día 15	2,4	2,4	3,7	3,7
Día 16	2,4	2,4	3,9	4,1
Prom. ft/s	2,463	2,844	3,381	3,819
Prom. m/s	0,751	0,867	1,031	1,164

## Anexo I. Resultados de adquisición de dato Velocidad del Agua y Frecuencia Eléctrica.

	U [ft/s]	U prom.	f [Hz]
Punto 1	3,1	3,3	73
	3,5		
	3,2	3,3	77
	3,4		
	3,3	3,35	84
	3,4		
	3	2,85	75
	2,7		
	2,7	2,75	58
	2,8		
	2,9	2,9	67
2,9			
Punto 2	3	2,7	74
	2,4		
	2,1	2,45	64
	2,8		
	2,9	3	71
	3,1		
	3,2	3,35	77
	3,5		
	2,9	3	67
	3,1		
	2,9	2,85	60
2,8			
Punto 3	2,2	2,3	58
	2,4		
	2,7	2,65	62
	2,6		
	2	2	46
	2		
	2,2	2,1	55
	2		
	3,2	2,9	65
	2,6		
	2,2	2,4	60
2,6			
Punto 4	2,5	2,5	55
	2,5		
	2,6	2,7	63
	2,8		
	2,4	2,5	52
	2,6		
	3	3,05	67
	3,1		
	3	2,55	50
	2,1		
	2,1	2,35	50
2,6			
Punto 5	1,6	1,9	29
	2,2		
	1,6	2	44
	2,4		
	2,2	1,95	52
	1,7		
	2	1,9	39
	1,8		
	2	1,8	40
	1,6		
	1,3	1,3	0
1,3			