



PROYECTO DE INVESTIGACION
**“MÁQUINAS REVERSIBLES APLICADAS A MI-
CROCENTRALES HIDROELÉCTRICAS”**
**(Código: 1106-452-21058; Contrato No.508-
2008)**

Director del proyecto:
Profesor: Ramiro Ortiz Flórez PhD



Libertad y Orden

Departamento Administrativo de
Ciencias, Tecnología e innovación

Colciencias

República de Colombia

PROYECTO DE INVESTIGACION
"MÁQUINAS REVERSIBLES APLICADAS A
MICROCENTRALES HIDROELÉCTRICAS"
(Código: 1106-452-21058;
Contrato No.508-2008)

Ramiro Ortiz Flórez PhD
Director del proyecto

Julieta Ruiz Sinisterra
Diseño y diagramación

Universidad del Valle
Calle 13 N°. 100-00
Cali - Colombia

Derechos reservados

Prohibida su reproducción con
fines comerciales

Impreso en
Unidad de Artes Gráficas
Facultad de Humanidades
Cali, Colombia

Nombre del Proyecto de investigación	"Máquinas Reversibles Aplicadas a Microcentrales Hidroeléctricas"
Financiado por	Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación – COLCIENCIAS
Desarrollado por	Universidad del Valle, Facultad de Ingenierías, Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, grupo de investigación en Conversión de Energía
Director	Profesor: Ramiro Ortiz Flórez, Ph.D. del Instituto Energético de Moscú
Investigador	Profesor: Guillermo Jaramillo, Ms.C. de la Universidad del Valle
Ingenieros	Ing. Mecánico Camilo Ernesto Aragón Pérez
	Ing. Electricista Eduardo Orozco Otero
	Estudiantes de pregrado en Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Asesores:	Profesor: Nikolay Fedorovich Kotelenest, Ph.D. del Instituto Energético de Moscú
	Profesor: Bagrat Merabovich Orakjelosvili, Ph.D. del Instituto Energético de Moscú



Objetivo del proyecto de investigación

El objetivo principal es “Analizar el trabajo conjunto de una bomba centrífuga trabajando como turbina y una máquina asíncrona trifásica operando como generador monofásico aplicado a microcentrales hidroeléctricas”.

Para cumplir con este objetivo es necesario cumplir con los siguientes objetivos específicos:

1. “Análisis del funcionamiento de la bomba centrífuga operando como turbina”
2. “Análisis del funcionamiento de la máquina asíncrona trifásica operando como generador monofásico”
3. “Análisis del trabajo conjunto de una bomba centrífuga operando como turbina de la máquina asíncrona trifásica operando como generador”

Método de investigación. Esta investigación se realizó, analizando y validando métodos propuestos por diferentes escuelas y autores para la aplicación de máquinas reversibles, los cuales fueron corroborados en condiciones de laboratorio. Una vez se cumplió con esta fase los resultados obtenidos se analizaron a través de métodos numéricos de programación.

Novedad científica de la investigación

1. Validación de métodos para la aplicación de bombas como turbinas.
2. Análisis matemático del funcionamiento de la bomba operando como turbina.
3. Validación de métodos para la aplicación de motores como generadores en forma autoexcitada y autoregulada.
4. Aplicación de los transformadores de corriente para autorregulación del generador asíncrono.

Aplicabilidad de la investigación: Colombia tiene un 60 % de su territorio formado por zonas no interconectadas al sistema energético nacional, en donde sus recursos hídricos son abundantes con una población dispersa que no tiene energía eléctrica. Una opción es utilizar sus recursos hidroenergéticos con equipos de producción nacional y de bajo costo; por tal motivo la utilidad científica – tecnológica de los resultados se fundamenta en decantar métodos para la aplicación de las máquinas reversibles a nivel de micro generación de energía eléctrica.



CONTENIDO

0. INTRODUCCIÓN	1
1. DESARROLLO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZANDO SUS RECURSOS HIDROENERGÉTICOS EN PEQUEÑA ESCALA	3
1.1 Introducción	3
1.2. La importancia de las minicentrales hidráulicas en el desarrollo.	6
1.3. Principio de funcionamiento de un aprovechamiento hidroenergético.	8
1.4. La energía hidráulica.	9
1.5. Tipos de pequeñas centrales hidroeléctricas.	11
2. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN PEQUEÑA ESCALA A PARTIR DE LAS MÁQUINAS REVERSIBLES	13
2.1. Importancia de las máquinas reversibles	13
2.2 Aplicación de las máquinas reversibles para generación de energía eléctrica en condiciones aisladas.	15
3. LABORATORIO PARA EXPERIMENTACIÓN E INVESTIGACIÓN EN GENERACIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA	17
4. PRINCIPIO DE REVERSIBILIDAD DE LAS MÁQUINAS HIDRÁULICAS	21
4.1. Ecuación fundamental de las máquinas hidráulicas rotativas.	23
4.2. Métodos para seleccionar una bomba centrífuga para operar como turbina.	25
4.2.1. Métodos a partir de las características hidráulicas en el modo bomba	25
4.2.2. Métodos a partir de la velocidad específica en el modo bomba.	26
4.2.3. Métodos a partir de las condiciones del sitio.	27
4.3. Selección de una bomba para operar como turbina en las condiciones del laboratorio según los métodos de los numerales 4.2.1, 4.2.2 Y 4.2.3.	27
4.3.1. Selección de la bomba y pruebas.	27
4.3.2. Desarrollo numérico.	29



4.4. Selección del diámetro de descarga de una bomba centrífuga para operar en modo turbina.	33
4.4.1. Selección del diámetro de descarga de la bomba centrífuga para operar en modo turbina.	33
4.4.2. Selección del diámetro del impeler de la bomba centrífuga para operar en modo turbina.	33
4.5. Selección de una bomba como turbina a partir del diámetro de descarga y del impeler para operar como turbina en las condiciones del laboratorio.	34
4.5.1. Selección de la bomba y pruebas.	35
4.5.2. Desarrollo numérico.	37
5. PRINCIPIO DE REVERSIBILIDAD DE LAS MÁQUINAS ELÉCTRICAS ASÍNCRONAS	41
5.1. Motor asíncrono trifásico en régimen de generador trifásico.	42
5.1.1. Excitación del generador asíncrono.	42
5.1.2. Autoregulación del generador asíncrono.	43
5.2. Motor asíncrono trifásico en régimen de generador monofásico.	45
5.2.1. Conexión c-2c2	46
5.2.2. Generador asíncrono monofásico, auto excitado, auto regulado (srseig), usando una máquina trifásica (y).	46
5.2.3. Generador asíncrono monofásico auto regulado y auto excitado (srseig), usando una máquina trifásica conecta en delta (Δ)	47
5.3. Motor asíncrono monofásico en régimen de generador monofásico.	48
5.4. Pruebas de laboratorio.	49
5.4.1. Equipos.	49
5.4.2. Resultados de las pruebas.	50
6. Conclusiones	53



INTRODUCCIÓN

El 60 % del territorio nacional de Colombia esta formado por zonas que no disponen de un servicio de suministro de energía eléctrica confiable o carecen de este. En estas zonas reside el 20 % de la población nacional, quienes usualmente utilizan como energético los recursos maderables aledaños a sus comunidades o transportan combustible diesel a unos costos elevados. No obstante satisfacer los requerimientos de energía eléctrica para las regiones aisladas no interconectadas al sistema energético es posible en la medida en que se utilicen sus pequeños recursos hidroenergéticos, los cuales se caracterizan por tener un impacto ambiental positivo en la medida en que obliga a preservar la cuenca, son compatibles con acueductos para agua potable y regadío. Además de estas fortalezas el servicio de energía eléctrica es constante, tal que permite disponer de servicios públicos en forma permanente, mejorar la calidad de vida en la zona y desarrollar industrias regionales. Sin embargo varias razones dificultan la utilización de estos recursos, algunas de ellas son: tienen un elevado costo por kilovatio instalado, disponibilidad de una gama elevada de equipos para diferentes parámetros de caudal, altura y potencia, necesidad de importar equipos, entre otros.

Como alternativa las máquinas hidráulicas y eléctricas reversibles se consolidan como una alternativa aplicable a micro generación hidroeléctrica debido a su producción industrial seriada. Esta opción consiste en utilizar bombas centrífugas y/o axiales operando como turbinas, las cuales cubren una gran gama de caudales y alturas, y operando como generadores utilizar motores asíncronos. Esta solución a la vez que permite técnicamente suministrar energía eléctrica a comunidades aisladas, también se caracteriza por que su costo por kilovatio es menor que una solución convencional turbina–generador síncrono y además no es importado.

Sin embargo hay una dificultad que resolver, y tal vez la más importante para la implementación de este tipo de equipos y es la falta de información de los fabricantes de las características de funcionamiento de la bomba operando como turbina y en especial las particularidades del trabajo conjunto con el motor asíncrono operando como generador. Es por ello que el presente proyecto además de analizar los métodos para la implementación de máquinas hidráulicas y eléctricas reversibles, valida los resultados teóricos obtenidos en cada uno de los casos estudiados en el laboratorio y consolida un método para la selección adecuada de los conjuntos de equipos que entreguen las mejores eficiencias.





DESARROLLO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

utilizando sus recursos hidroenergéticos en pequeña escala

1.1 Introducción

Desde el momento de la aplicación comercial en Colombia de la energía eléctrica a final del siglo XIX, esta no ha dejado de ser un factor determinante para su economía y para su desarrollo. Si bien es conocido que inicialmente fue utilizada para los sistemas de alumbrado público de las principales ciudades, sustituyendo los faroles de petróleo y gas; posteriormente a la vez que se convirtió en la fuerza motriz que necesitaba la industria y el comercio, también se constituyó como una herramienta necesaria para el confort de los hogares.

La primeras centrales generación de energía eléctrica usualmente eran hidráulicas de bajas potencias con generadores de corriente continua, destinadas para los alumbrados públicos, ubicadas cerca de los centros de consumo debido al escaso desarrollo del transporte eléctrico. Posteriormente con el desarrollo de la generación eléctrica en corriente alterna se logró aumentar la potencia y capacidad de transmisión, esto con lo que hasta mediados de la primera mitad del siglo XX, la mayoría de los municipios en Colombia tuvieron una pequeña central hidroeléctrica y las fincas de micro centrales, construidas con recursos económicos propios y parte de la ingeniería de diseño y construcción nacional. Las cuales estaban dirigidas por empresas de energía eléctrica, que nacieron y se consolidaron como fruto de los esfuerzos regionales, creciendo sin una directriz central y sin una visión de planificación unificada a nivel nacional.

Este esquema hizo que durante este tiempo, la prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia fuera dispersa y haya estado a cargo de entidades oficiales, del orden nacional, regional, departamental y municipal con distintos niveles de especialización y de participación en la capacidad de generación, transformación y transporte de energía. No obstante, con el fin de aunar esfuerzos, interconectar sus sistemas, realizar una planeación integral y una operación conjunta del sistema colombiano, las diferentes empresas de energía del país crearon, junto con el Gobierno Nacional, en el año de 1967 a Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) como una empresa industrial y comercial del Estado colombiano, del orden nacional y vinculada al Ministerio de Minas y Energía Nacional.

Esta forma de suministro de energía eléctrica monopolizado por el estado fue apropiado hasta finales de la década de los años 70 cuando culminaron importantes esfuerzos relativos a la ampliación de la cobertura del servicio de electricidad en todo el territorio nacional; sin embargo dividió

al país en dos zonas: la zona interconectada y la zona no interconectada ZNI, e hizo que durante esta década los pequeños aprovechamientos hidroenergéticos cayeran en el olvido.

No obstante, el monopolio del estado sobre la prestación del servicio de energía eléctrica dio lugar al desarrollo de vicios e ineficiencias, que en conjunto con el alto nivel de endeudamiento, colocaron las finanzas del sector eléctrico en condiciones precarias; el cual se acentuó en la década del 80 y produjeron una delicada situación de insolvencia en la mayoría de las empresas.

Esto conllevó a que el estado en el año 1991 fijara una "Estrategia de Reestructuración del Sector Eléctrico", basada en cambios estructurales; para ello introdujo en el sector la competencia en aquellas actividades que lo permitían, como la generación de electricidad; consolidando entidades encargadas de la regulación y del control, inspección y vigilancia de las empresas; introduciendo una gestión eficiente de las empresas estatales y abriendo las puertas al sector privado.

De esta forma el suministro de energía eléctrica dejó de ser un monopolio y cambió a un esquema de un mercado regulado; dentro del cual el país energéticamente sigue dividido en dos zonas. La zona interconectada (región andina y la costa atlántica) en la cual la energía eléctrica se suministra a través del sistema interconectado SIN, el cual lleva energía eléctrica desde las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas a los centros de consumo y la zona no interconectada ZNI (región pacífica, la orinoquía y la amazonia), caracterizada por ocupar geográficamente el 60 % del territorio nacional y poseer una baja densidad demográfica; en ella la energía eléctrica es generada con grupos electrógenos, los cuales tienen un elevado costo de operación debido a las dificultades para transportar el combustible y un servicio poco fiable, ya que su mantenimiento no es realizado por personal capacitado. Esta forma de suministro de energía eléctrica en la ZNI a la vez que es costoso y poco fiable, no permite el desarrollo actual de las comunidades aisladas y a mediano plazo está condicionado por la autosuficiencia petrolera y capacidad de refinación del país.

Dentro del esquema de mercado regulado se podía prever tener un sector eléctrico, caracterizado por una mayor eficiencia técnica y económica, que condujera a una mayor confiabilidad en la prestación del servicio y que a su vez por ser un libre mercado, este se desarrollara con la inversión en nuevos proyectos en centrales eléctricas. Sin embargo a la fecha los proyectos más representativos dentro de SIN los ha realizado el estado y empresas públicas municipales y al observar la ZNI, la inversión de capital privado también ha estado ausente.

Bajo este escenario en el cual la demanda de energía eléctrica es creciente y la oferta de esta, sigue siendo estatal, se puede inferir que el estado debe crear nuevos mecanismos tanto como para su financiación como para su estímulo. Por ello a través de la ley 697 fijó unas pautas para la promoción de la utilización de energías alternativas y concibió el **"Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas – FAZNI"** y el **"Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas – FAER"**, ambos sostenidos por los usuarios de SIN.

Al disponer de mecanismos para financiar los planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura energética en las ZNI y rurales, el estado tiene los mecanismos para suministrar energía eléctrica en estas comunidades y a la vez dar respuesta a la comunidad internacional, en el marco de las presiones naturales ejercidas por el cambio climático. Esto ha llevado a que el estado en estas zonas haya empezado a sustituir el ACPM

por recursos energéticos renovables para suministro de energía eléctrica en algunas de las principales cabeceras municipales de las zonas aisladas, especialmente con recursos hidroenergéticos.

Es importante resaltar que para el País los aprovechamientos hidroenergéticos en orden descendente de pequeño a micro, es un factor determinante en el desarrollo socioeconómico de las zonas no interconectadas (ZNI) al sistema energético nacional, ya que el utilizar en estas (ZNI) estos recursos para generar energía eléctrica le permite a la comunidad mejorar su nivel de vida, dado que con ella puede: preservar y preparar alimentos, disponer de servicios públicos básicos y además utilizarla para impulsar su desarrollo agroindustrial y/o pesquero, entre otros. Se suman a estas bondades el impacto ambiental positivo, causado por este tipo de generación ya que obliga a la comunidad a preservar la cuenca, la cual es fuente energética. Para tener un marco del alcance del suministro de energía eléctrica utilizando los aprovechamientos hidroenergéticos en pequeña escala, se puede seguir la clasificación de estos, dado por la Organización Latinoamericana de Energía OLADE para pequeños aprovechamientos hidroenergéticos según la capacidad instalada y el tipo de usuario en las ZNI (ver tabla 1).

[Tabla 1] Clasificación para pequeños aprovechamientos hidroenergéticos según la capacidad instalada y el tipo de usuario en las ZNI (fuente: OLADE)

Tipo	Potencia (kW)	Usuario
Picocentrales (PicoCHE)	0,5 y 5	Finca o similar
Microcentrales (MicroCHE)	5 y 50	Caserío
Minicentrales (MiniCHE)	50 y 500	Cabecera municipal
Pequeñas Centrales (PCH)	500 y 10000	Municipio

No obstante aunque estos proyectos hidroenergéticos en ZNI suelen ser construidos en gran parte con ingeniería nacional y financiados en su totalidad en pesos se caracterizan por tener un costo por kilovatio instalado elevado (ver tabla 2) con referencia a los costos internacionales dados del programa THERMIE de la Comunidad Europea (ver figura 1); esto se debe al incremento en el transporte y los derivados de la importación de los equipos. Es importante resaltar que de acuerdo con la experiencia de la International Energy Commission los costos del equipo electromecánico equivale al cincuenta por ciento (50 %) del costo del proyecto (ver tabla 3), porcentaje que es muy representativo, si a ello se le suma costos de importación, transporte al lugar y su respectivo mantenimiento. Adicionalmente a nivel de PCH el mercado internacional no ofrece una gama elevada de turbinas y generadores sincrónicos, que se ajusten a diferentes condiciones de altura y caudal para diferentes potencias; esto con lleva a un incremento adicional, dado que para un proyecto específico se hace indispensable la compra de un grupo electromecánico de mayor capacidad y que en su operación trabajara en rangos de baja eficiencia.

[Tabla 2] Costos de construcción de PCH'S realizados en las ZNI // tomado de la página: www.ipse.gov.co/

Proyecto PCH	Costos en miles		Características		
	US\$	US\$/Kw	Potencia (kW)	Caudal (m3/s)	Caída (m)
Taraira	225	7,5	30		
La Chorrera	205,7	11756	2*87,5	2,2	12
Pizarro	3900	5,9	3*220	17	4,9

Proyecto PCH	Costos en miles		Características		
	US\$	US\$/Kw	Potencia (kW)	Caudal (m3/s)	Caída (m)
Jurado	8000	8,0	1*500, 2*250	5,4	23,6
San Pedro	22150	1,38	2*8000	24	80
Guapi (propuesta)	25000	1,22	3*6000	23,7	91,1
Mitú	26397	14,6	1800	71	2,7

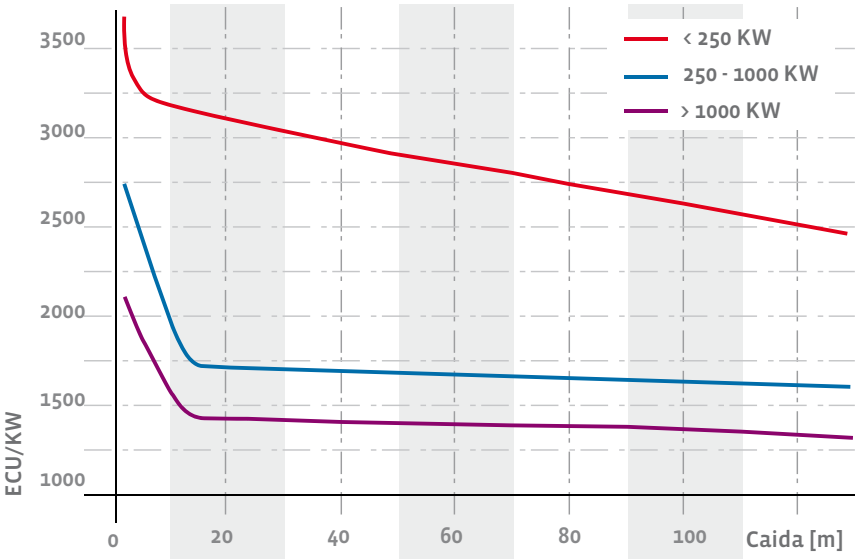
[Tabla 3] Distribución porcentual de los costos de construcción de una PCH (datos procesados y tomados de la International Energy Commission).

Ítem	PCH (1,5 MW, 14 m)
Trabajos de montaje y construcción	30–35
Equipo electromecánico	50–60
Estudios y diseño	10–15

1.2. La importancia de las minicentrales hidráulicas en el desarrollo.

La energía eléctrica en el transcurso de la historia se ha consolidado como un factor decisivo para mejorar la calidad de vida, en la medida que fortalece la productividad económica, es fundamental para la educación, alimentación, salud e igualdad entre géneros, no obstante al ser esta el resultado de un proceso de conversión de energía, causa un impacto en el medio ambiente. Las cuales constituyen una sinergia base para el progreso humano, formada por: energía, desarrollo y medio ambiente. Si bien parece que cada una de estas actividades fuese independiente es claro que la carencia de energía limita las oportunidades de desarrollo y por tanto reduce calidad de vida.

[Figura 1] Costo por kilovatio instalado para Mini CHE en función de la caída (tomado del programa THERMIE).



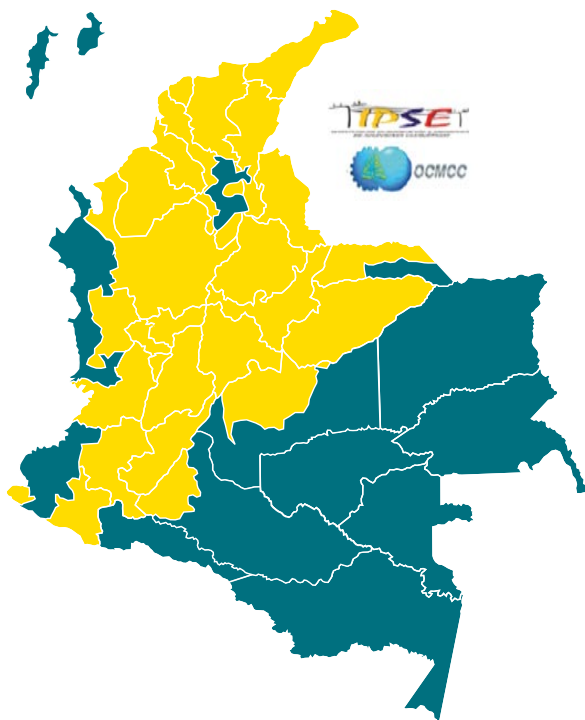
En tal sentido es fundamental comprender que es importante tener acceso a la energía eléctrica, generada con fuentes de bajo impacto ambiental; sin embargo en la actualidad la mayoría de personas de bajos ingresos no tiene acceso a ella, por tal motivo recurren a otros energéticos sustitutos como la biomasa, deteriorando consigo fuentes hídricas y cuando tiene acceso a la energía eléctrica, lo hace a unos costos considerables, tales que utilizan una gran proporción de sus ingresos, lo que acentúa la inequidad social.

Esta obvia preocupación mundial lamentablemente no fue incluida dentro de los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM) aunque ciertamente es un prerequisite para el logro de ellos, sin embargo si es una meta establecida en la Cumbre Mundial sobre el Desarrollo Sostenible (CMDs) de Johannesburgo 2002.

Para cumplir con el mandato constitucional y honrar sus compromisos con los ODM y la CMDs, el estado Colombiano ha hecho esfuerzos para dotar de energía eléctrica a las comunidades de las ZNI a través de plantas diesel, de esta forma los indicadores muestran a la fecha que el cubrimiento de la energía eléctrica a nivel urbano es superior al 95 % y en el sector rural es cercano al 90 %. Sin embargo esta cifra merece una mejor lectura debido a que ella corresponde al SIN, en donde se tiene la mayor concentración de la población (las regiones andina y atlántica).

Las ZNI están ubicadas geográficamente en la Orinoquía, Amazonía, y en el andén del Litoral Pacífico (ver figura 2), ocupan una extensión de 756.000 km², equivalentes al 66 % del territorio nacional, en el cual habitan alrededor del 4% del total de la población del país. En las ZNI el servicio de energía eléctrica se brinda fundamentalmente por plantas diesel; esta infraestructura hace que la cobertura del servicio de energía eléctrica sea baja, deficiente y costosa. Además de estas condiciones la alta dispersión de los usuarios, hacen que las ZNI en términos socio económicos se caractericen por tener poco desarrollo, bajo stock de capital, necesidades básicas insatisfechas, elevadas tasas de analfabetismo y sean dependientes de las transferencias de rentas nacionales; que en conjunto limitan severamente la capacidad de la población de participar en actividades productivas.

[Figura 2] Zonas No Interconectada (fuente IPSE).



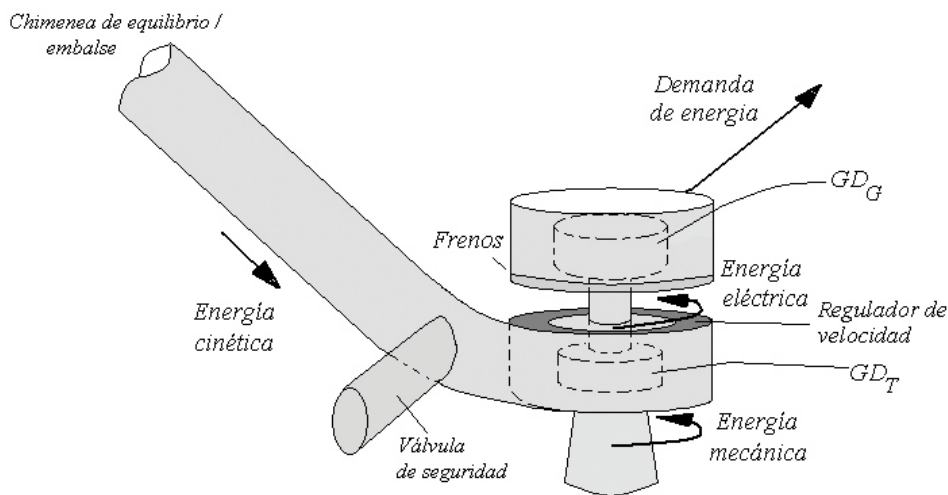
Además de las características socio económicas de las ZNI es importante mencionar que sus comunidades se ubican en las riberas de los ríos, los cuales corresponden a cuencas hidrográficas usualmente de una alta pluviometría de media y alta pendiente, factores determinantes para instalar en ellos aprovechamientos hidroenergéticos; los cuales a la vez que permiten la generación de energía eléctrica son compatibles con acueductos para agua potable, regadío, desarrollos agroindustriales y/o pesqueros entre otros. Se suman a estas bondades el impacto ambiental positivo, causado por este tipo de generación ya que simultáneamente mejora el nivel de vida de la comunidad y la obliga a preservar la cuenca.

La disponibilidad de los recursos hidroenergéticos en las ZNI, infiere que para atender las demandas de energía eléctrica en estas comunidades se deben implementar MiniCHE's, las cuales a la vez que tienen un impacto en la calidad de vida de la población, reduce la presión ejercida sobre la biomasa aledaña a las comunidades y a la vez mejora las condiciones socio económicas, ya que con la energía eléctrica se facilitan procesos agroindustriales, pesqueros, en turismo ecológico, entre otros.

1.3. Principio de funcionamiento de un aprovechamiento hidroenergético.

Un esquema general de una instalación para generar energía hidroeléctrica, corresponde en términos generales al indicado en la figura 3. En ella se observa que el proceso de conversión de energía es dinámico, en cuanto la energía hidráulica es transformada en mecánica por la turbina y esta a su vez es transformada en energía eléctrica por un generador para suministrarla a la demanda energética de un sistema a través de líneas de interconexión (ver figura 3). Este proceso de conversión de energía se realiza manteniendo constantes dos parámetros eléctricos: voltaje y frecuencia. Esto se logra si en la instalación se tiene un regulador de tensión y un regulador de velocidad trabajando en perfecta armonía, ya que cualquier cambio en la demanda de energía afecta estos dos parámetros. El primero de ellos es un parámetro eléctrico, que se regula en función de los reactivos de la máquina eléctrica (regulador de tensión) y el segundo parámetro es mecánico, esto indica que su regulación es función del flujo másico es decir del caudal y por tal motivo la turbina debe tener un dispositivo para tal fin (regulador de velocidad), tal como se indica en la figura 3.

[Figura 3] Proceso de conversión de energía.



1.4. La energía hidráulica.

La energía hidráulica corresponde a un proceso de conversión de energía gravitacional, originado a partir del flujo másico del agua a través de la tubería de presión. Es decir la energía hidráulica suministrada a la turbina equivale al peso de agua m que se desplaza en el tramo, comprendido entre la sección de entrada (o-o) y la salida de la tubería de presión (1-1), tal como se indica en la figura 4 y corresponde a:

$$E_H = H_{est} m$$

donde: H_{est} es la altura estática, que corresponde a la diferencia entre el nivel superior NS e inferior NI (ver figura 4), esto es: $H_{est} = z_N - z_{NI}$
 el peso del agua m corresponde a: $m = \rho g V$ en esta ecuación el volumen V equivale al producto del caudal Q en una magnitud de tiempo t :

$$V = Q \cdot t$$

De esta forma la energía hidráulica suministrada a la turbina corresponde a:

$$E_H = H_{est} \rho g Q t$$

Y la potencia hidráulica total obtenida en este tramo equivale a:

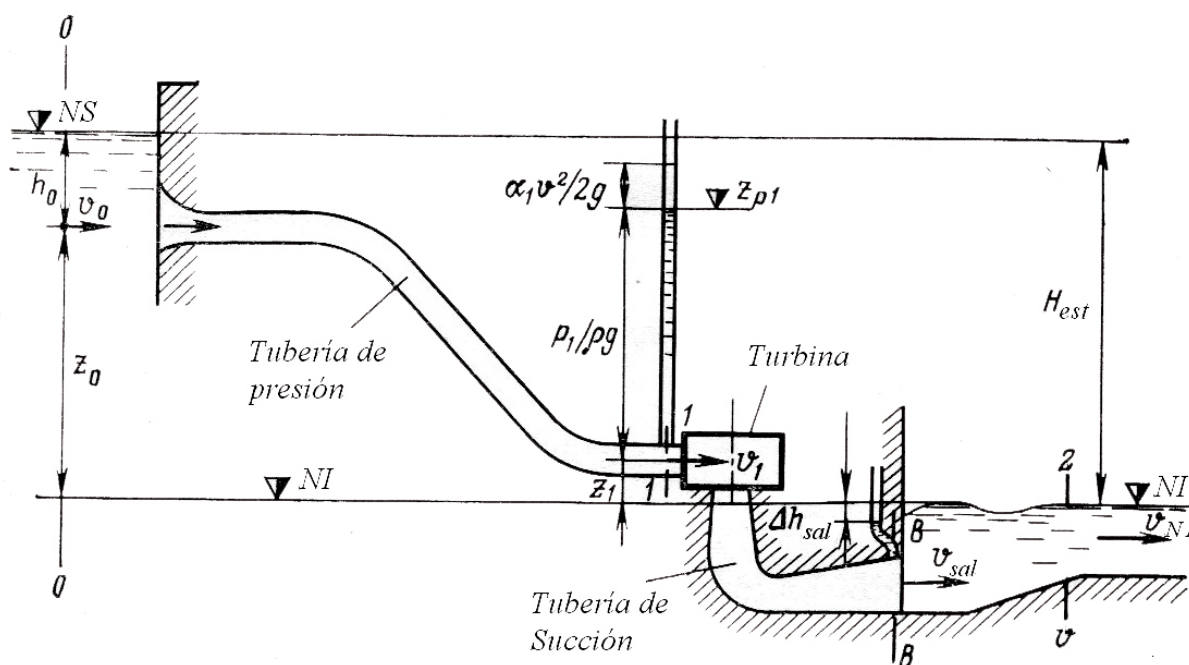
$$P_H = \frac{E_H}{t} = H_{est} \rho g Q$$

Al sustituir los valores de la densidad del agua y la aceleración de la gravedad se tiene que la potencia hidráulica total dada en kilowatts es igual a:

$$P_H = 9,81 H_{est} Q \quad ; (kW)$$

donde: Q es el caudal dado en (m^3/s) y H es la caída en (m).

[Figura 4.] Energía hidráulica.



Sin embargo es importante señalar que en la ecuación anterior, la altura estática no incluye las pérdidas por longitud y accesorios en la tubería de presión, además no considera el efecto del gradiente cinético en la tubería de presión y la recuperación de parte de la energía cinética del agua a la salida del tubo de succión.

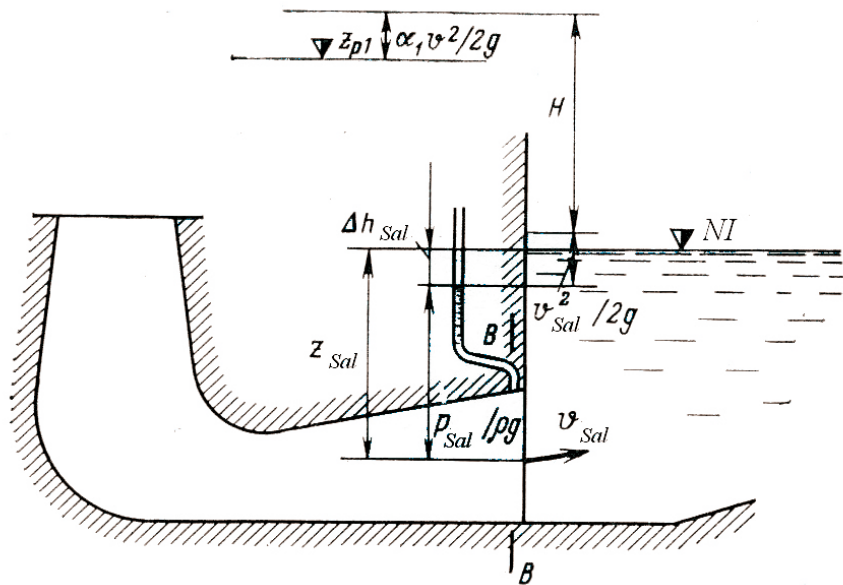
$$P_H = 9,81(H_{est} - \Delta h)Q$$

Por tal motivo para tener un mayor detalle y considerar las pérdidas por longitud y accesorios en la tubería de presión Δh , la potencia hidráulica total se determina de la siguiente forma:

El efecto del gradiente cinético en la tubería de presión se refiere a la diferencia de velocidades entre la toma de agua y el final de la tubería de presión, (ver figura 5). Para esta condición, la caída de la turbina H corresponde a la diferencia entre la "Caída Bruta de la turbina" y las pérdidas hidráulicas por longitud y accesorios en la tubería de presión:

$$H = H_B - \Delta h = H_{est} + \frac{a_0 v_0^2}{2g} - \frac{a_1 v_1^2}{2g} - \Delta h$$

[Figura 5] Tubo de aspiración.



De esta forma al considerar las pérdidas hidráulicas Δh y el efecto del gradiente cinético en la tubería de presión, la potencia hidráulica total se determina de la siguiente forma:

$$P_H = 9,81 \left(H_{est} - \Delta h + \frac{\alpha_0 v_0^2}{2g} - \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} + \Delta h_{sal} - \frac{\alpha_{sal} v_{sal}^2}{2g} \right) Q$$

Es importante mencionar que en la ecuación anterior la diferencia entre las velocidades es mínima, por tal motivo se pueden considerar que la "Caída Neta de la turbina" equivale a:

$$H = H_{est} - \Delta h$$

$$e_{sal} = -\Delta h_{sal} + \frac{\alpha_{sal} v_{sal}^2}{2g}$$

La recuperación de parte de la energía cinética del agua a la salida del tubo de succión hace que aumente la caída (ver figura 5), la cual equivale a:

$$H = H_{est} - \Delta h$$

De esta forma al considerar la recuperación energética en el tubo de succión, las pérdidas hidráulicas y el efecto del gradiente cinético en la tubería de presión, se tiene que la potencia hidráulica total equivale a:

$$P_H = 9,81 \left(H_{est} - \Delta h + \frac{\alpha_0 v_0^2}{2g} - \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} + \Delta h_{sal} - \frac{\alpha_{sal} v_{sal}^2}{2g} \right) Q$$

Es importante señalar que la energía aportada por el tubo de succión es relevante en aprovechamientos hidroenergéticos de baja caída, donde esta puede equivaler entre un 50 a un 90% de la energía total.

1.5. Tipos de pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

Los aprovechamientos hidroenergéticos en pequeña escala pueden estar dentro del SIN o estar completamente aislados en ZNI. Cuando estos se encuentran interconectados, la demanda por potencia y por energía puede ser cubierta por el sistema que lo respalda a través de la línea de interconexión y además podrá transmitir sus excedentes de potencia y energía al sistema. Sin embargo esto no ocurre cuando deben atender una demanda aislada, en este instante la planta de generación debe cumplir los requerimientos por potencia y energía, manteniendo constantes la frecuencia y el voltaje. Una alternativa que reduciría estas exigencias a la PCH, sería disponer de un embalse que le permitiera cubrir en todo instante las oscilaciones de la demanda, esto obliga a construir una presa que crea a su vez un embalse, aprovechable también para el regadío y control de crecientes; sin embargo estas obras requieren una mayor profundidad en su diseño y de mayor tecnología. Por tal motivo esta obra se suele omitir y en tal caso generar con el caudal disponible en el recurso, es decir P.C.H en derivación a filo de agua, ya que estas son de fácil diseño y aplicación de tecnologías regionales. Adicionalmente las P.C.H's se adaptan fácilmente a diferentes condiciones de caída impuestas por las características topográficas y cartográficas de la zona del proyecto; de esta forma las PCH's también se pueden clasificar según la caída en: baja, media y alta caída (ver tabla 4 y figura 6).

[Tabla 4] Clasificación para pequeños aprovechamientos hidroenergéticos según la caída.

Tipo	Caída (m)		
	Baja	Media	Alta
Micro	H>15	15<H<50	H>50
Mini	H<20	20<H<100	H>100
Pequeña	H<25	25<H<130	H>130

Bajo estas consideraciones en ZNI, los aprovechamientos hidroenergéticos en pequeña escala deben atender una demanda por potencia y energía manteniendo constantes la frecuencia y el voltaje, con una PCH en derivación (ver figura 5). Esta PCH se caracteriza por no disponer de un embalse que le permita reservar agua para usarla en las épocas de menor caudal, en tal sentido el caudal es tomado directamente del recurso hídrico a través de una bocatoma, que se comunica con un canal, quien se encarga de conducir el

caudal con una pequeña pendiente hasta el lugar donde se obtiene la caída necesaria, para obtener la potencia requerida; en este lugar se encuentra un tanque de carga y un desarenador que unen el canal con la tubería de presión, encargada de llevar el caudal hasta la turbina (ver figura 6).

Los elementos que componen la P.C.H. son:

- » **Bocatoma.** Es la obra mediante la cual tomamos el caudal, que se requiere para obtener la potencia de diseño, su construcción es sólida ya que debe soportar las crecidas del río.
- » **Obra de conducción.** Se encarga de conducir el caudal desde la bocatoma hasta el tanque de carga, posee una pequeña pendiente, en la mayoría de los casos suele ser un canal, aunque también puede ser un túnel y/o una tubería.
- » **Desarenador.** Es necesario que las partículas en suspensión que lleva el agua sean decantadas, por ello al final de la obra de conducción se construye un tanque de mayores dimensiones que el canal, para que las partículas pierdan velocidad y sean decantadas.
- » **Tanque de carga.** En esta obra la velocidad del agua es prácticamente cero, empalma con la tubería de presión, sus dimensiones deben garantizar que no ingresen burbujas de aire en la tubería de presión, permitir el fácil arranque del grupo turbina–generador y amortiguar el golpe de ariete.
- » **Aliviadero.** Con estas obras rebosamos el caudal de exceso que se presentan en la bocatoma y en el tanque de carga, y se regresa al cauce del aprovechamiento.
- » **Tubería de presión.** A través de ella se conduce el caudal de diseño hasta la turbina, está apoyada en anclajes que le ayudan a soportar la presión generada por el agua y la dilatación que le ocurre por variación de temperatura.
- » **Casa de máquinas.** En ella encontramos la turbina, encargada de transformar la energía potencial en mecánica y está en eléctrica para atender la demanda.
- » **Otros elementos.** Válvulas, reguladores, volante, tablero de medida y protecciones, Subestación, barraje, etc.

[Figura 6] PCH en derivación de media (a) y baja (b) caída



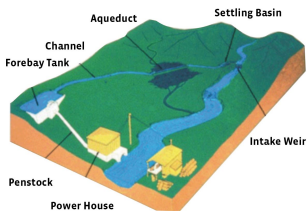
(a)



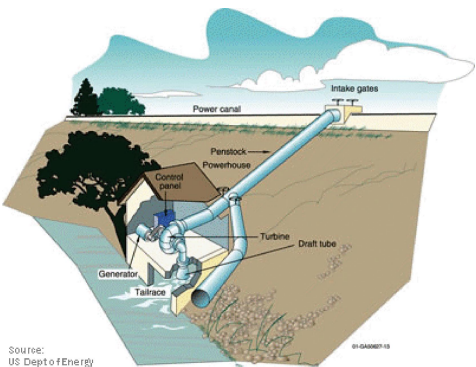
(a)



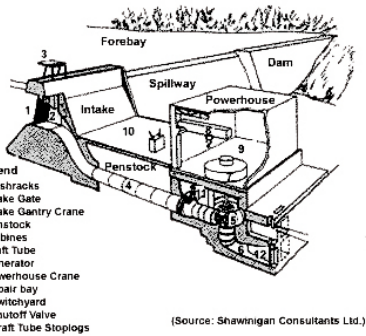
(a)



(a)



(a)



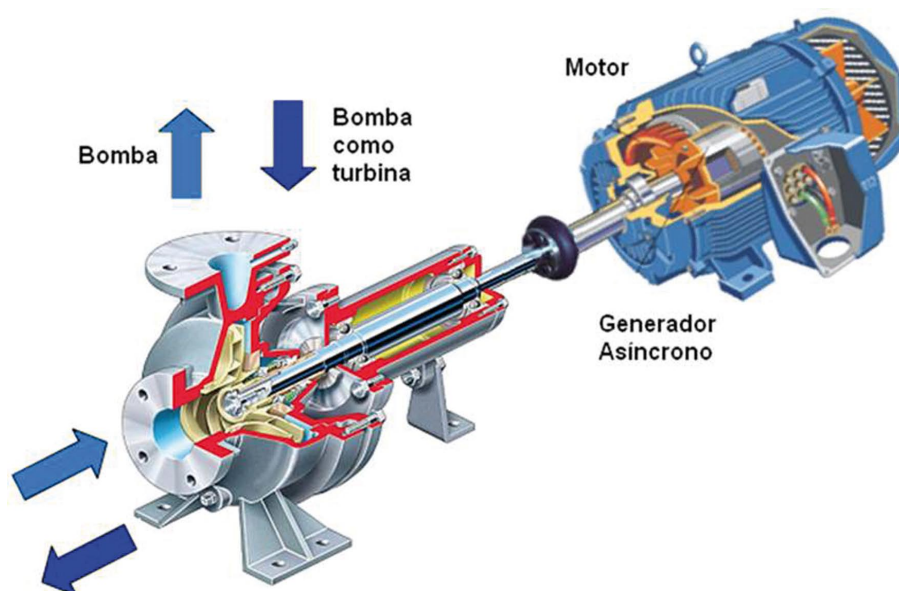
(b)

GENERACIÓN DE ENERGÍA eléctrica en pequeña escala a partir de las máquinas reversibles

2.1. Importancia de las máquinas reversibles

Masificar el uso de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos sería posible en la medida en que los costos de los equipos electromecánicos se lograran reducir, debido a una producción nacional seriada que cubra una gama considerable, tal que se ajuste a diferentes condiciones de altura y caudal para diferentes potencias; esto impactaría directamente en el costo del kilowatt instalado y la eficiencia operativa. Una solución alterna es utilizar bombas como turbinas, las cuales tienen una producción industrial que cubre una gran gama de caudales y alturas, y en calidad de generadores utilizar motores asíncronos (ver figura 7). Esta solución a la vez que permite técnicamente suministrar energía eléctrica a comunidades aisladas, también se caracteriza por que su costo por kilovatio es menor que el de una solución convencional turbina generador y además no es importado.

[Figura 7] Máquinas reversibles operando en modo motobomba y en modo turbina generador.



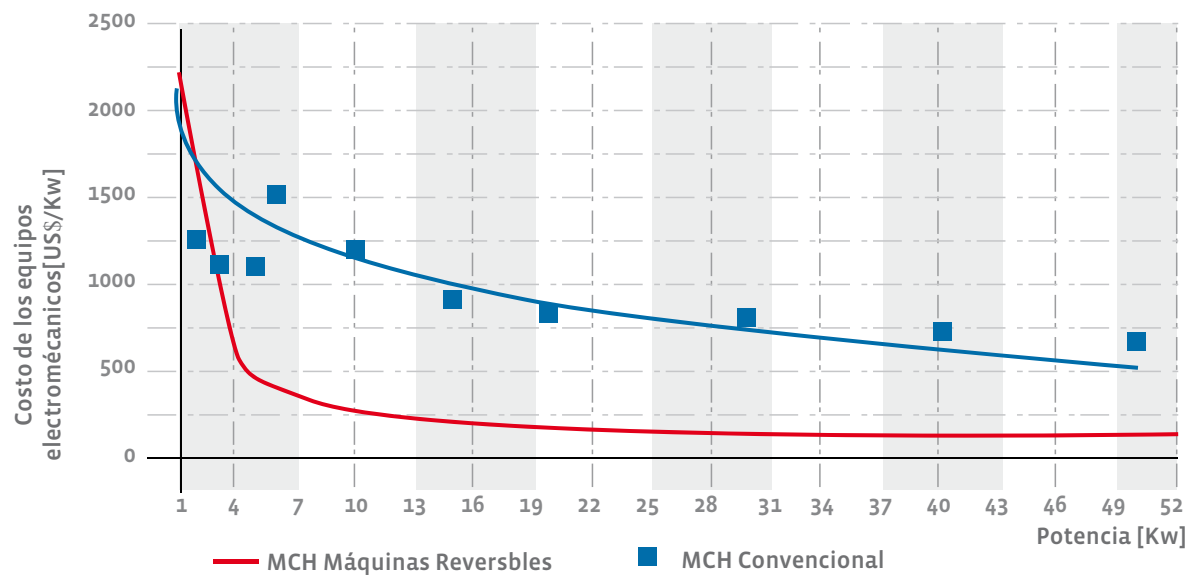
Por tal motivo las máquinas reversibles se deben implementar para generación de energía eléctrica en pequeña escala por las siguientes fortalezas: su producción es nacional, seriada y masiva, la gama de equipos se ajusta a diferentes condiciones de altura, caudal y potencia; el costo por unidad de potencia es sensiblemente menor que el de una solución convencional (ver figura 8) y su mantenimiento es más sencillo.

Adjunto a las fortalezas anteriores es importante señalar que las máquinas reversibles además de que no disponen de elementos que le permitan regular la velocidad y la tensión, frente a una solución convencional turbina generador equivalente por caudal, altura y potencia tendrá una menor eficiencia. No obstante estas deficiencias al momento de aplicarlas a nivel de MiniCHE no son relevantes, ya que pueden ser superadas de la siguiente forma:

- » Debido a que las turbinas y generadores convencionales no tienen una producción seriada que se ajuste a diferentes condiciones de altura, caudal y potencia, lleva a que en el momento de su aplicación se deba utilizar equipos sobredimensionados que no corresponden a las condiciones del proyecto. Esto causa un sobre costo y una operación con una menor eficiencia, tal que pueda ser menor que una aplicación con máquinas reversibles.
- » El regulador de tensión y frecuencia usualmente es costoso y a nivel de MiniCHE puede ser sustituido por un regulador de carga.

Sin embargo en la medida en que aumenta la potencia de la PCH, las pérdidas por potencia con máquinas reversibles son relevantes y por tal motivo el análisis financiero puede recomendar la instalación de una solución convencional.

[Figura 8] Costo por unidad de potencia para proyectos de generación hidroeléctrica en pequeña escala (datos procesados por el estudiante de pregrado Jorge Avella y el Profesor Ramiro Ortiz)



Para la implementación de las máquinas reversibles es necesario disponer de información respecto a las características de funcionamiento de la bomba como turbina para pequeñas potencias y en especial las particularidades del trabajo conjunto con el motor asíncrono como generador. Esto no indica que no se hayan desarrollado y ensayado métodos para determinar el funcionamiento de máquinas hidráulicas y eléctricas reversibles para grandes potencias; de hecho se pueden mencionar desarrollos de grandes fabricantes aplicados a sus equipos, como Worthington, países como la exURSS, Brasil, México, entre otros.

Es claro que las investigaciones para grandes potencias no son directamente aplicables en pequeña escala, dado que estas se han desarrollado para máquinas de gran magnitud que exclusivamente tendrán este propósito “operar en modo reversible”. Es importante señalar que las máquinas reversibles a utilizar en pequeños recursos hidroenergéticos se han diseñado con un propósito determinado: la máquina hidráulica como bomba y la máquina asíncrona como motor; esto hace que la investigación se dirija a identificar el comportamiento de estas máquinas en modo reversible y su trabajo en conjunto. Esto último corresponde a un proceso de investigación aplicada, en la cual los desarrollos obtenidos en el laboratorio se deben llevar a una fase siguiente de experimentación y posterior validación industrial.

Por tal motivo previamente antes de explicar el alcance de una investigación en esta temática, es necesario caracterizar el funcionamiento de cada una de las máquinas para luego a través de métodos analíticos, validados en condiciones de laboratorio permita proponer procedimientos para su aplicación en condiciones de ZNI, ofreciendo un servicio de energía confiable y de bajo costo.

2.2 Aplicación de las máquinas reversibles para generación de energía eléctrica en condiciones aisladas.

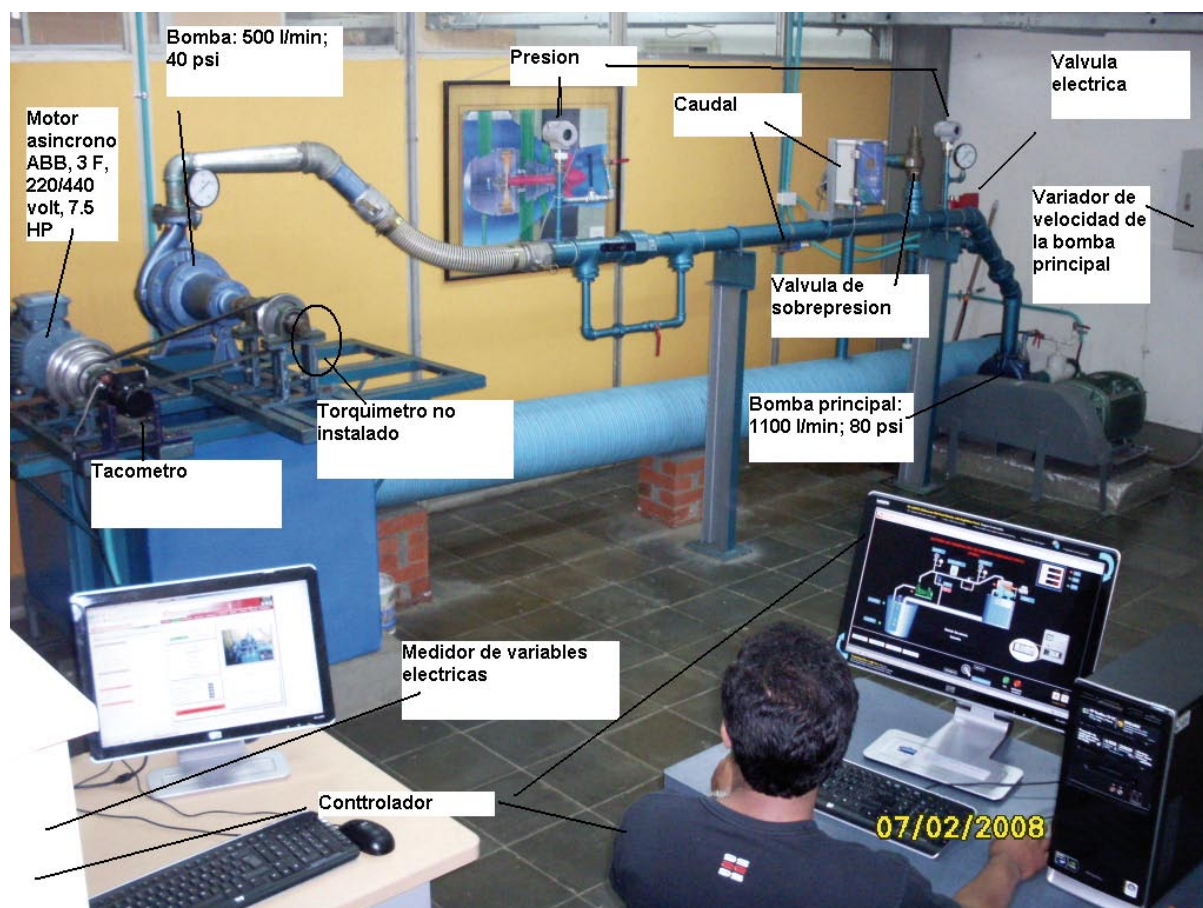
La relación existente entre la energía eléctrica, el desarrollo y el medio ambiente revela que para mejorar la calidad de vida es pertinente mantener un desarrollo armónico entre ellos. En este sentido, en particular para atender las demandas de energía eléctrica es procedente implementar MiniCHE's, debido a sus impactos socioambientales positivos, sin embargo los costos por kilowatt instalado para hidrogrupos convencionales: turbina generador, desde el punto financiero podrían invalidarlos. No obstante como se ha demostrado (ver figura 8) esta limitante disminuye en la medida en que se empleen máquinas reversibles.

Sin embargo hay una dificultad que resolver, y tal vez la más importante para la implementación de este tipo de equipos, es la falta de información de las características de funcionamiento de la bomba operando como turbina y en especial las particularidades del trabajo conjunto con el motor asíncrono operando como generador. Es por ello que se necesita además de analizar los métodos para la implementación de máquinas hidráulicas y eléctricas reversibles, validar en el laboratorio los resultados teóricos obtenidos en cada uno de los casos estudiados y consolidar un método para la selección adecuada de los conjuntos de equipos que entreguen las mejores eficiencias.

LABORATORIO PARA EXPERIMENTACIÓN e investigación en generación de energía hidroeléctrica

Para la experimentación aplicada e investigación en generación de energía hidroeléctrica se ha diseñado y construido un laboratorio totalmente automatizado, que cuenta con un controlador que dispone de una Interfaz hardware/software capaz de operar y monitorear variables hidráulicas, mecánicas y eléctricas en forma remota a través de Internet (ver figura 9).

[Figura 9] Laboratorio para experimentación e investigación en generación de energía hidroeléctrica.

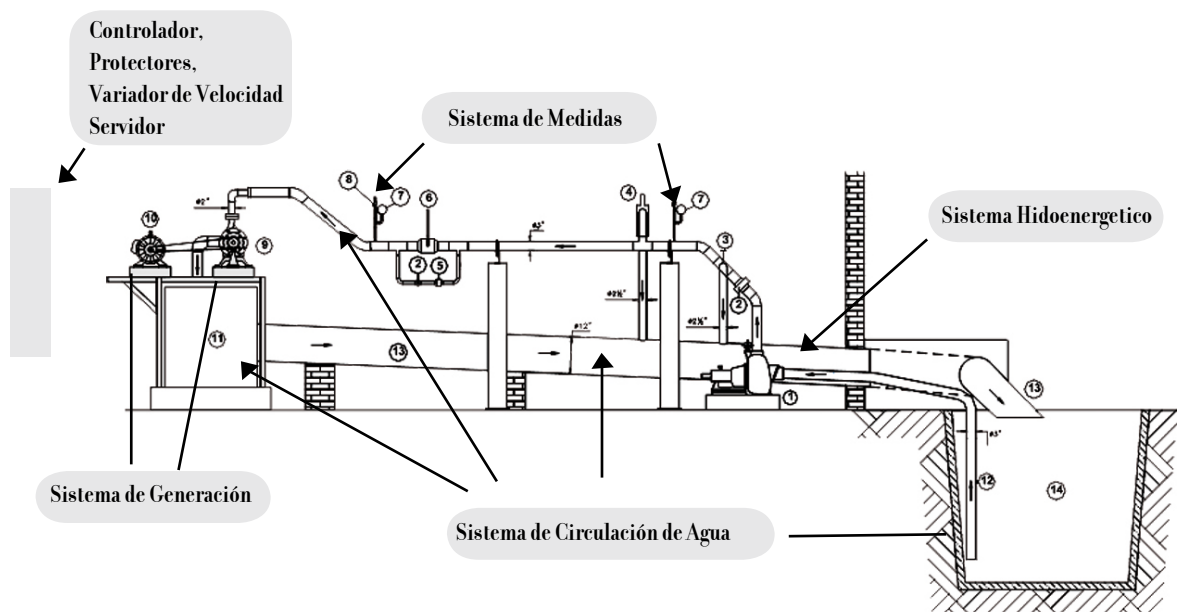


El laboratorio para experimentación e investigación en generación de energía hidroeléctrica tiene las siguientes características:

1. La energía hidráulica se simula con una motobomba de alta eficiencia, que dispone de un regulador de velocidad para el motor, el cual le permite variar la cabeza de la bomba y una válvula para regular caudal. De esta forma con la motobomba se pueden simular diferentes condiciones hidroenergéticas en función del caudal y la altura, dentro de un rango de 1000 l/min y 40 mca, para una potencia hidráulica de 6,0 kW.
2. El controlador recibe la información de las variables hidráulicas, mecánicas y eléctricas en forma digital y controla la velocidad de la motobomba y la apertura su válvula de by pass.

Estructuralmente el laboratorio está compuesto por los siguientes sistemas (ver figura 10):

1. Un sistema hidroenergético encargado de suministrar las condiciones variables de caída y caudal (1000 l/min y 40 mca).
2. Un sistema de medición digital de variables hidráulicas (presión, caudal), mecánicas (velocidad y torque) y eléctricas (corrientes, tensión, potencias).
3. Un sistema de generación de energía, en el cual se instalan diferentes tipos hidráulicos (de acuerdo a la capacidad del sistema hidroenergético) y diferentes tipos de generadores de energía eléctrica (generadores asíncronos y síncronos).
4. Un sistema de recirculación del agua, el cual se encarga de retornar el caudal al tanque de suministro del sistema hidroenergético.
5. El controlador realiza el registro de todas las variables y control del sistema hidroenergético. Este sistema permite tener una excelente base de datos, la cual es muy importante para analizar el comportamiento de la generación de energía en todas sus variables.



[Figura 10] *Sistemas del laboratorio para experimentación e investigación en generación de energía hidroeléctrica.*

La concepción del laboratorio en forma modular, le facilita procesos académicos en investigación y formación, en temas relacionados con la generación de energía hidroeléctrica; en tal sentido en el laboratorio se pueden realizar estudios en los siguientes temas:

- » Máquinas reversibles aplicadas a sistemas de generación de energía eléctrica en pequeña escala en condiciones aisladas o interconectadas.
- » Evaluación hidroenergética de primomotores hidráulicos; en este momento el laboratorio además de disponer de dos (2) que operan en régimen de turbina, también tiene una turbina Pelton (ver figura 11).
- » Formación de profesionales en el área de sistemas de generación hidroeléctrica.

La capacidad del laboratorio, es apoyo fundamental para validar los resultados teóricos obtenidos por cada uno de los métodos a analizar y base para consolidar un método que permita la composición de mayor eficiencia, formada por una bomba como turbina y un motor como generador.

Es importante señalar que este laboratorio es resultado de varios años trabajo, que ha contado con el apoyo incondicional de los estudiantes de la Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, la empresa privada y en especial el soporte de la Vicerrectoría de Investigaciones y de COLCIENCIAS.

[Figura 11] *Turbina Pelton acoplada a un generador asíncrono.*



PRINCIPIO DE REVERSIBILIDAD

de las máquinas hidráulicas

La mayoría de las máquinas hidráulicas giratorias que manejan fluido son totalmente reversibles, por lo tanto una bomba puede efectivamente trabajar como tal o como turbina. Sin embargo el rendimiento no es el mismo, aunque el análisis teórico para un flujo ideal predice lo contrario. Sin excepción alguna, la altura y caudal en su punto óptimo en el modo turbina es mayor que en el modo bomba; la principal razón de esta diferencia está relacionada con las pérdidas hidráulicas de la máquina. En el caso de operación en el modo bomba y para su punto de mejor eficiencia donde, a la velocidad de rotación nominal, el flujo presenta un aspecto óptimo a través de la máquina, la presión o altura en la brida de salida se ven reducidas por las pérdidas hidráulicas tales como pérdidas por fricción y volumétricas. Para el caso de operación en el modo turbina y a la misma velocidad de rotación que lo hace en el modo bomba, la altura de presión requerida a la entrada de la máquina para operar en el punto de mejor eficiencia, debe ser incrementada en una magnitud equivalente a las pérdidas hidráulicas.

No obstante estas condiciones generales no son totalmente válidas en todo su aspecto, ya que la energía transferida entre el fluido y el impulsor esta principalmente determinada por la forma de sus alabes, es decir por los ángulos de entrada y salida del flujo del agua. Esto indica que cuando se está operando en el modo turbina, la transferencia de energía al rotor está determinada por la forma de la cámara espiral o voluta de la bomba, por lo tanto diferentes detalles de diseños y fabricación afectarán la eficiencia de esta máquina: dos máquinas pueden tener similar eficiencia en el modo bomba (similar impulsor) pero no necesariamente alcanzar la misma eficiencia operando en el modo turbina.

La eficiencia de una bomba y/o turbina, por lo general se presenta en diagramas de altura en función del caudal o bajo la misma relación funcional, por medio de los coeficientes adimensionales y/o unitarios de los parámetros antes mencionados. La eficiencia de la bomba y la misma en modo turbina pueden ser llevados a un único diagrama de altura en función de caudal, con la salvedad de que estará comprendido en un rango que tomará valores positivos (modo bomba) y negativos (modo turbina).

La curva de la figura 12, nos muestra la característica "Altura Total en función del Flujo" de una bomba y una bomba operando como turbina, para una misma velocidad de rotación en los dos modos de trabajo. En ella se visualiza que el punto de mejor eficiencia en el modo bomba no se co-

responde para la misma combinación de valores de altura y caudal para el punto de mejor eficiencia en el modo turbina. Sin embargo no es suficiente para determinar el punto de máxima eficiencia en el modo turbina con trasladar los valores de caudal y altura, como se indica en la figura 12, dado que la eficiencia también depende del flujo a través de la máquina.

Las características del flujo a través de la máquina hidráulica en modo bomba difiere del flujo en modo turbina y a la vez también las pérdidas asociadas a cada uno de los modos son diferentes. Por tal motivo para dos tipos de bombas que trabajan a igual velocidad y eficiencia; dependiendo de las particularidades en el diseño de cada una, como: número de alabes del impulsor, ángulo de las palas, cámara espiral, y/o distribuidor, etc., la relación entre el rendimiento del modo bomba y el modo turbina puede diferir considerablemente de una máquina a otra.

Por lo general cuando se va a utilizar una bomba como turbina no se realizan cambios o modificaciones en el diseño; pero una vez realizada la selección se debe realizar una verificación del diseño, dado que durante la operación de la bomba como turbina, la altura y la potencia son por lo general más altas que las correspondientes a su operación como bomba. Por ello deben verificarse las siguientes condiciones de operación en modo turbina y elementos de diseño:

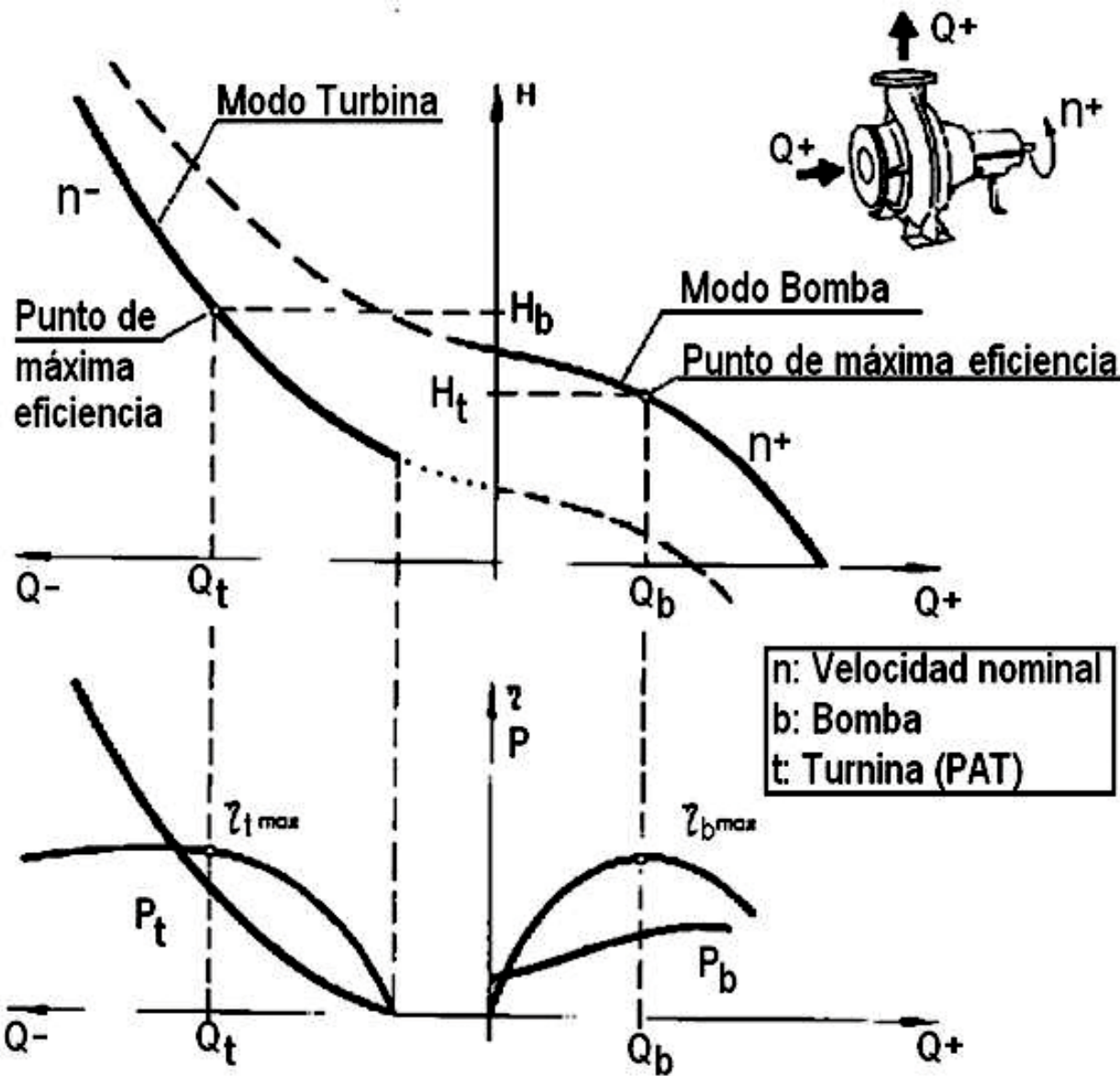
Velocidad de embalamiento. La bomba al operar en modo turbina usualmente trabajará con una velocidad mayor, por ello se deberá verificar que la velocidad de embalamiento sea inferior a las condiciones límites de diseño mecánico de la bomba.

Cavitación. La bomba en modo turbina presentará cavitación en zonas donde la presión llega a un punto de magnitud inferior a la tensión de vapor del fluido, por ello es necesario mantener una altura de succión en el lado de descarga, equivalente a la de una turbina.

Requerimientos en el diseño. En la mayoría de los casos no se requiere cambios o modificaciones en el diseño para convertir una bomba a turbina hidráulica. Sin embargo, en modo de turbina la rotación es invertida y la altura y potencia son generalmente más altas que cuando opera como bomba. Por ello es necesario, cambiar el sentido de las roscas en los componentes del eje de modo que estos no puedan aflojarse (tuerca sujeta rotor, tapa de cojinetes, etc.), chequear los límites de presión de la carcasa, verificar que el eje pueda resistir el torque ejercido y que los cojinetes se ajustan a la nueva velocidad.

Regulación de la potencia mecánica. Debido a que la demanda de energía eléctrica cambia periódicamente, se hace necesario disponer de un regulador de caudal, cuyo costo es muy significativo y más aún para pequeñas instalaciones hidráulicas. En este caso, usualmente se instala un regulador electrónico que mantiene al generador a plena carga.

[Figura 12] Curva de eficiencia de la bomba en modo directo e inverso.



4.1. Ecuación fundamental de las máquinas hidráulicas rotativas.

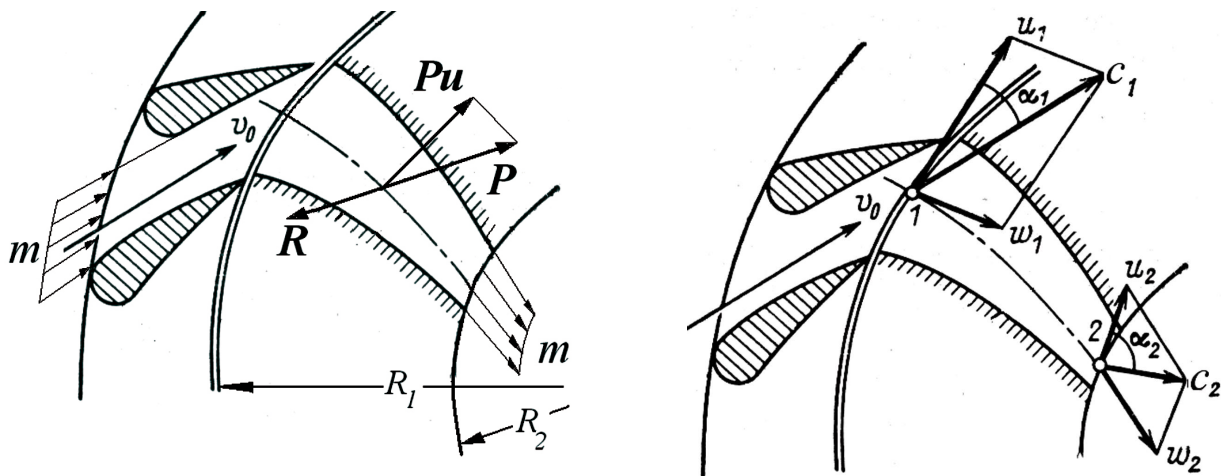
El flujo del caudal que actúa sobre los alabes del rodete del primomotor hidráulico (turbina o una bomba como turbina) la turbina genera una fuerza P , la cual tiene una componente tangencial al rodete PU , que lo obliga a girar con una velocidad angular de ω . No obstante, sobre el rodete actúa una fuerza de reacción R en sentido contrario, que hace que el flujo del caudal cambie de dirección (ver figura 13). Esta fuerza de reacción a fundamentalmente es generada por el par mecánico del generador. Este proceso de conversión de energía se realiza en forma estable, en el cual no hay pérdida de masa en el tiempo, es decir que la cantidad de masa del caudal m que ingresa al rodete es igual a la que sale:

$$m = r * Qdt$$

El movimiento del caudal una vez entra al rodete, tal como se indica en la figura 13 (punto 1) esta compuesto por el movimiento del caudal a lo largo

de los alabes y el movimiento rotativo del conjunto. La velocidad con la que el caudal se desplaza a lo largo de los alabes se indica como ω y la velocidad tangencial de rotor se representa con la letra u ; la suma vectorial de estas velocidades, corresponde a la velocidad del caudal dentro del rodete C . Para indicar si los vectores de las velocidades corresponden al ingreso o a la salida del rodete se le anexa el subíndice 1 y 2, respectivamente (ver figura 13).

[Figura 13] Velocidades a la entrada y salida de la turbina.



La interacción de estas fuerzas en el rodete generan una energía específica, la cual es desarrollada por el caudal; esta se obtiene de igualar la potencia desarrollada por la turbina P_T (producto del momento de la turbina M_T por la velocidad angular ω) y la potencia hidráulica obtenida en un recurso hidroenergético P_H :

$$H = \frac{(c_1 * u_1 * \cos \alpha_1 - c_2 * u_2 * \cos \alpha_2)}{g} \quad (1)$$

donde: $u_1 = \omega * R_1$ y $u_2 = \omega * R_2$

Al relacionar la potencia desarrollada por la turbina P_T y la potencia hidráulica obtenida en un recurso hidroenergético P_H se tiene que la eficiencia hidráulica de la turbina es:

$$\eta_H = \frac{P_r}{P_H} = \frac{1}{g * H} * (c_1 * u_1 * \cos \alpha_1 - c_2 * u_2 * \cos \alpha_2)$$

Esta ecuación es muy importante y es llamada "Ecuación fundamental de las máquinas hidráulicas rotativas"

Al relacionar la potencia desarrollada por la turbina P_T y la potencia que obtenida en un recurso hidroenergético P_H se tiene que la eficiencia hidráulica de la turbina es:

$$\eta_H = \frac{P_r}{P_H} = \frac{1}{g * H} * (c_1 * u_1 * \cos \alpha_1 - c_2 * u_2 * \cos \alpha_2)$$

A aplicar la ecuación de Bernoulli para un tubo de corriente se obtiene que la energía específica en el rotor del primomotor "Ecuación fundamental de las máquinas hidráulicas rotativas" equivale a:

$$H_{RT} = \frac{c_1^2 - c_2^2}{2g} + \frac{w_2^2 - w_1^2}{2g} + \frac{u_2^2 - u_1^2}{2g} + \Delta h_{1-2}$$

Considerando: $H_{RT} - \Delta h_{1-2} = H^* \eta_H$, la ecuación fundamental de las turbinas se puede expresar de la siguiente forma:

$$H^* \eta_H = \frac{c_1^2 - c_2^2}{2g} + \frac{w_2^2 - w_1^2}{2g} + \frac{u_2^2 - u_1^2}{2g} \quad (2)$$

Estas ecuaciones muestran que la forma del rodete de la turbina establece una relación directa entre: la energía específica en el rotor y sus pérdidas $H^* \eta_H$ y el triángulo de velocidades a la entrada y salida del rodete.

Es por ello que máquinas de conversión de energía hidráulica cuyo flujo en el rodete es axial tiene velocidades tangenciales iguales, por consiguiente $H^* \eta_H$ se determina con base en la diferencia de las otras velocidades; la cual no debe ser elevada, dado que aumentan las pérdidas. Esto con lleva a limitar la aplicación de las turbinas axiales a bajas caídas, esta limitante no está presente en máquinas en los que el flujo en el rodete es diagonal o radial-axial, por tal motivo se pueden utilizar para mayores caídas. Es de anotar que en la medida en que aumenta la caída la diferencia entre las velocidades u_1 y u_2 toma mayor importancia; esto último explica la importancia que tiene la relación entre los diámetros del rodete del disco D_1 y de la corona exterior D_2 de la máquina hidráulica; tal como se ilustra en la figura 14.

De esta forma la ecuación fundamental de las máquinas hidráulicas rotativas corrobora que en función de la velocidad específica la relación entre los diámetros de succión y descarga varía, este detalle se refleja en la relación entre los diámetros del rodete; tal como se indica en la figura 14.

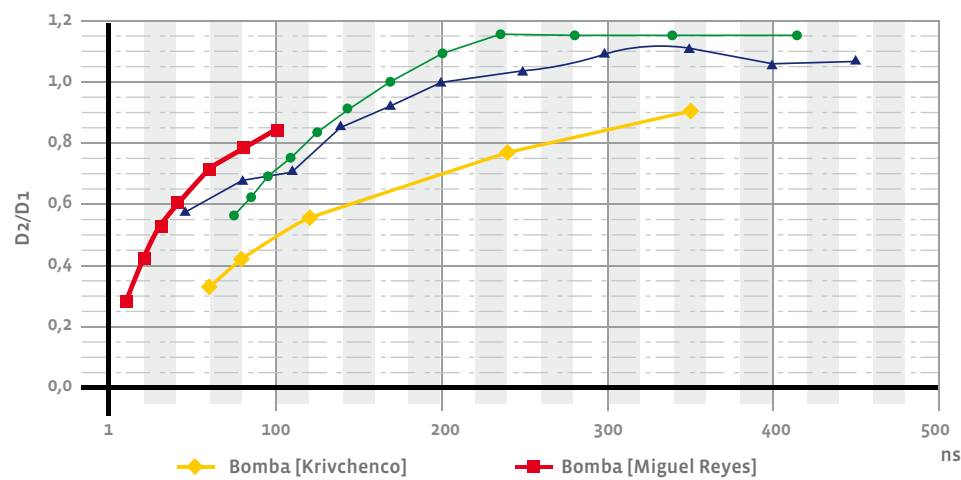
4.2. Métodos para seleccionar una bomba centrífuga para operar como turbina.

Las máquinas hidráulicas reversibles de grandes tamaños tienen su aplicación en centrales hidroeléctricas acumuladoras, para las cuales los grandes fabricantes de maquinaria hidráulica han ensayado sus respectivos modelos, obteniendo las características de operación en modo turbina y en modo bomba. Con base en estas características se puede inferir el comportamiento que tendría una bomba en modo turbina aplicado a MicroCHE, tal como lo han hecho diferentes autores y escuelas; quienes han propuesto diferentes métodos para pronosticar el funcionamiento de éstas, en el punto de mayor eficiencia a partir de datos hidrodinámicos, como: altura, caudal y velocidad específica; los cuales se pueden agrupar en tres formas.

4.2.1. MÉTODOS A PARTIR DE LAS CARACTERÍSTICAS HIDRÁULICAS EN EL MODO BOMBA

Los autores de este método, indican que las condiciones de caudal, altura y eficiencia entre el modo bomba y modo turbina, están relacionados a través de coeficientes, de la siguiente forma: $Q_T = K_Q Q_B$, $H_T = K_H H_B$ y $\eta_T = K_\eta \eta_B$; donde: Q_T y Q_B son los caudales en el punto de óptima eficiencia como turbina y como bomba. H_T y H_B son las alturas en el punto de óptima eficiencia como turbina y como bomba. η_T y η_B son las eficiencias hidráulicas como turbina y como bomba. K_Q , K_H y K_η son los coeficientes de caudal, altura y eficiencia que relacionan los dos modos respectivamente. Tal como se indica en la tabla 5, estos coeficientes varían de un autor a otro.

[Figura 14.] Relación entre los diámetros de superior e inferior D_s/D_i en una bomba y en una turbina en función de la velocidad específica [8, 9 y 10] (Es importante señalar que la relación D_s/D_i , corresponde a la relación D_2/D_1 en una bomba y D_1/D_2 en una turbina).



[Tabla 5] Coeficientes para caudal, altura y eficiencia en función de eficiencia de la bomba.

Referencia	K_Q	K_h	K_η
Stephanoff [1]	$\frac{1}{\sqrt{\eta_B}}$	$\frac{1}{\eta_B}$	1
Mc. Claskey [1]	$\frac{1}{\eta_B}$	$\frac{1}{\eta_B}$	1
Sharma- Williams [2]	$\frac{1}{\eta_B^{0.8}}$	$\frac{1}{\eta_B^{1.2}}$	1
BUTU [1]	$\frac{0.85\eta_B^5 + 0.358}{2\eta_B^{9.5} + 0.205}$	$\frac{1}{0.85\eta_B^5 + 0.358}$	$1 - \frac{0.03}{\eta_B}$
MICI [3]	0,9 - 1,0	1,56 - 1,78	0,75 - 0,80

4.2.2. MÉTODOS A PARTIR DE LA VELOCIDAD ESPECÍFICA EN EL MODO BOMBA.

Los investigadores Mijailov o. Audicio y Augusto Nelson Carvalo han encontrado que las condiciones de caudal, altura y eficiencia entre el modo bomba y modo turbina, están relacionados a través de la velocidad específica n_{qB} (ver tabla 6). La cual se determinan prácticamente de igual forma, pero con diferentes unidades, de la siguiente forma:

Mijailov: $n_{qB} = \frac{n_B \sqrt{Q_B}}{H_B^{0.75}}$; donde n_B [rpm], Q_B [m³/s] y H_B [m].

Audicio: $n_{qB} = \frac{n_B \sqrt{Q_B}}{1673 H_B^{0.75}}$; donde n_B [rpm], Q_B [l/s] y H_B [m].

Carvalo: $n_{qB} = \frac{10^3 n_B \sqrt{Q_B}}{(H_B g)^{0.75}}$; donde n_B [rps], Q_B [m3/s] y H_B [m].

En función del valor de la velocidad específica obtenida los investigadores proponen un rango de coeficientes para caudal y altura, tal como se indica en la tabla 6.

[Tabla 6] *Coefficientes para caudal, altura y eficiencia en función de la velocidad específica.*

Referencia	K_Q	K_h	K_η
Mijailov [5]	$-0.078n_{qB} + 3.292$	$-0.078n_{qB} + 3.112$	$-0.014n_{qB} + 0.9$
o. Audicio [4]	$1.21n_B^{-0.25}$	$1.21n_B^{-0.25}[1 + (0.6 + \ln m_{qB})^2]^{0.3}$	$0.95n_B^{0.7}[1 + (0.5 + \ln m_{qB})^2]^{-0.25}$
Carvalo [6]	$5 * 10^{-5}n_{qB}^2 - 0.0114n_{qB}^2 + 1.2246$	$-2 * 10^{-5}n_{qB}^2 - 0.0214n_{qB}^2 + 0.7688$	N.A.

4.2.3. MÉTODOS A PARTIR DE LAS CONDICIONES DEL SITIO.

Este método es el producto de pruebas de laboratorio realizadas a más de 80 máquinas funcionando tanto en modo que afectan el funcionamiento del bomba como en modo turbina, con las cuales fue posible obtener varios diagramas característicos que relacionan parámetros modo turbina de una bomba tales como: velocidad específica, eficiencia, caudal y altura.

Este método indica la bomba que más se ajusta para operar en modo turbina a partir de las condiciones de caudal y altura del sitio; posteriormente se selecciona en cartas de fabricantes la bomba que más se aproxima a estos valores y una vez elegida la bomba, se pueden obtener las curvas de funcionamiento en modo turbina. Este método se encuentra detallado en el libro “Manual on Pumps used as Turbines” [7].

4.3. Selección de una bomba para operar como turbina en las condiciones del laboratorio según los métodos de los numerales 4.2.1, 4.2.2 y 4.2.3.

Los métodos descritos en el numeral 3.1, 3.2 y 3.3 se aplicaron a las condiciones de caudal y altura disponibles en el laboratorio para su posterior validación: 45 m de caída y 1100 lts/min suministrados por una tubería de diámetro 3 pulg. Los resultados de los métodos (ver tabla 7.) muestran que los parámetros de caudal, altura y potencia varían considerablemente de un autor a otro, esto conlleva incertidumbre a la hora de aplicarlos para escoger una bomba determinada.

4.3.1. SELECCIÓN DE LA BOMBA Y PRUEBAS.

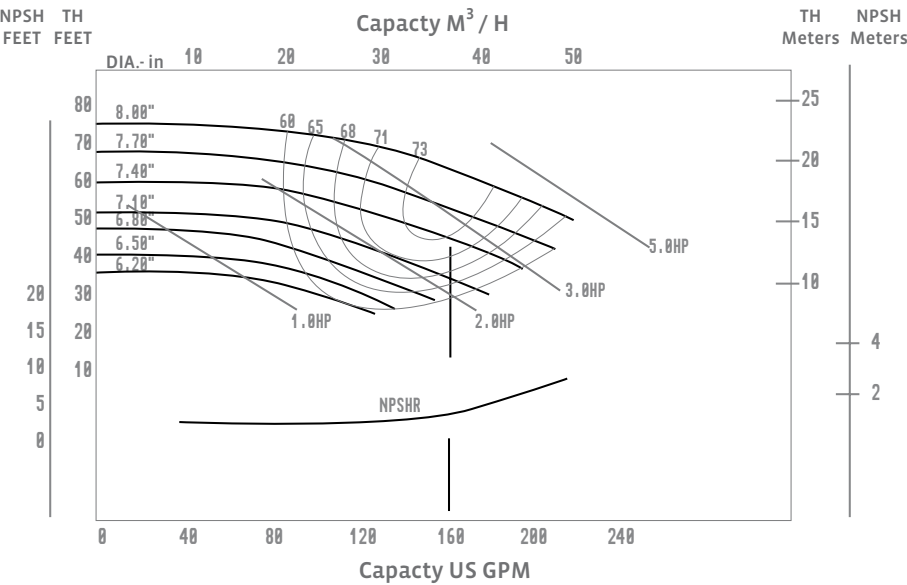
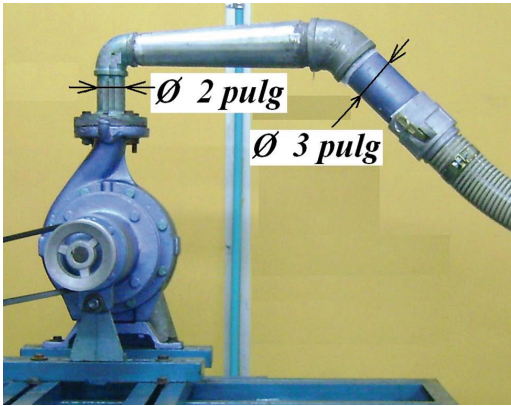
Para llevar a cabo las pruebas en el laboratorio, finalmente se escogió una bomba de la marca Worthington, producida por Flow Server Colombia, tipo D – 814 3*2*8 para agua limpia, cuyas características de velocidad/caudal para una presión de 19 mca, son: para 1750 rpm, 727 l/min y para 3550 rpm 1454 l/min, con una eficiencia entre 0.73 – 0.75 respectivamente. Las dimensiones de la bomba, son las siguientes: 3 pulgadas en la succión, 2 en la descarga y un impeler de 8 pulgadas de diámetro. Esta bomba se conectó a la tubería de 3 pulgadas del laboratorio a través de una reducción de 3 a 2 pulgadas y a través de una transmisión por poleas se acopló mecánicamente a un generador asincrónico (ver figura 9 y 15).

Como se observa en la figura 9, los equipos permiten tener la medida de: caudal, presión, torque, velocidad y variables eléctricas.

[Tabla 7] Características de caudal y altura de la bomba a seleccionar, eficiencia y potencia en el modo turbina.

Referencia	n_s	K_Q	K_h	K_η	Q_B [l/min]	H_B [m]	η_T [%]	P_T [Kw]	P_H [Kw]	Tipo
Stephanoff	N.A.	1,17	1,37	1,0	940	33	0,73	5,9	8,9	2.0*2.0*9.5
Mc. Claskey	N.A.	1,37	1,37	1,0	803	33	0,73	5,9	8,9	2.0*2.0*9.5
Sharma- Williams	N.A.	0,78	0,69	1,0	1415	66	0,73	5,9	8,9	5*6*13.5
BUTU	N.A.	1,94	1,78	0,96	568	25	0,70	5,7	8,9	2.0*2.0*9.5
MICI	N.A.	0,9	1,56	0,75	1222	29	0,55	4,4	8,9	3.0*3.0*11.0
Mijailov	13,6	4,36	4,18	0,98	253	11	0,71	5,8	8,9	1.5*1.5*5.5
o. Audicio	1,65	1,31	1,97	0,64	840	23	0,47	3,8	8,9	2.0*2.0*9.5
Augusto Carvalo	42,2	0,86	0,83	1	1279	54	0,73	5,9	8,9	5*6*13.5

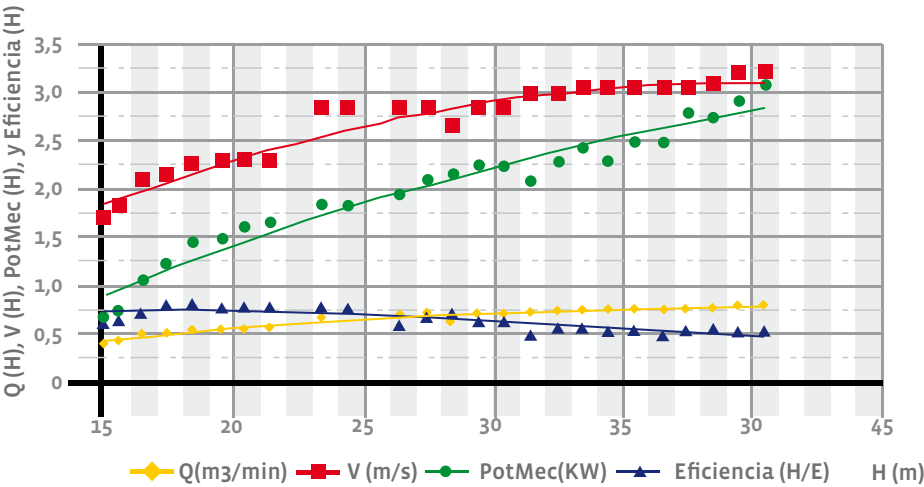
[Figura 15] Bomba Worthington, D – 814 3*2*8.



Los resultados de las pruebas realizadas (ver figura 16) muestran que en la medida en que la potencia mecánica desarrollada por la bomba operando como turbina aumenta gradualmente con una característica no lineal, la eficiencia disminuye; este resultado muestra que al utilizar una bomba en calidad de turbina prima sobre la eficiencia la potencia mecánica generada, debido al impacto económico que estos equipo tienen.

Durante las pruebas realizadas en el laboratorio los valores máximos alcanzados fueron de: 845.6 l/min; 41 m; los cuales equivalen a un potencia hidráulica de 5703 W; de los cuales la bomba en modo turbina transformo en potencia mecánica 3078 W, para una eficiencia de 0.54 (ver figura 16). No obstante durante los ensayos, el caudal y la presión no alcanzaron los valores máximos (1100 lts/min y 45 m de caída) disponibles en el laboratorio; se considera que es debido a que el diámetro de descarga (2 pulgadas) y el caracol de la bomba (Worthington, D – 814 3*2*8) en su conjunto se están comportando como una válvula reguladora de caudal. Esta apreciación se ratifica al observar el comportamiento que tiene la velocidad (ver figura 16).

[Figura 16] Resultados de las pruebas realizadas a la bomba (Worthington, D – 814 3*2*8).



De acuerdo con los resultados obtenidos, también se observa que la bomba como turbina tiene una mayor eficiencia para valores de caudal y altura cercanos a sus condiciones nominales de bomba. De acuerdo con la figura 16, la eficiencia máxima de 0.86 se obtiene para valores de 602 l/min, 19 mca y 2.3 m/seg, la cual corresponde a una potencia hidráulica de 1824 W y una potencia mecánica de 1470 W.

Los resultados anteriores demuestran que para seleccionar una bomba como turbina se debe considerar la velocidad máxima del caudal por gravedad en un ducto, esto indica que en nuestro caso se debe escoger una bomba para un caudal equivalente a los 1100 l/m y 19 mca.

4.3.2. DESARROLLO NUMÉRICO.

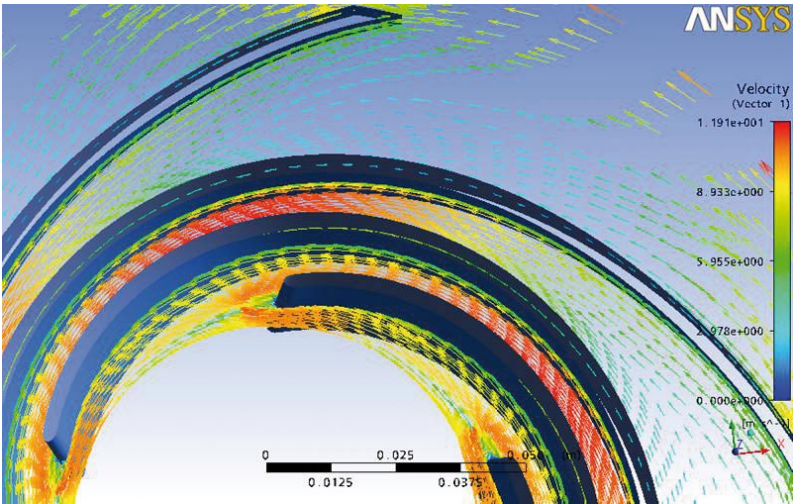
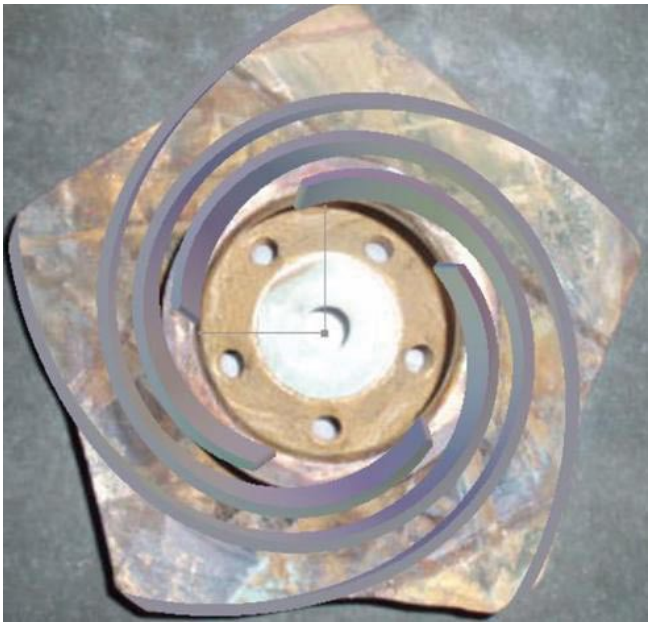
Una aproximación más detallada de la operación de una bomba como turbina se obtiene a través de una simulación numérica, utilizando modelos de CFD (Dinámica Computacional de Fluidos en inglés) que permiten apreciar el comportamiento del campo de velocidades y de presiones del fluido al interior de la bomba.

Para estas simulaciones se abandona la suposición de un fluido no viscoso y se comienza a trabajar con las ecuaciones de Navier-Stokes ponderadas en el tiempo solucionándolas con la aproximación de un modelo de turbulencia k-ε.

A través de los modelos de CFD se observan los vectores de velocidad al interior del rodete de una bomba trabajando como turbina (ver figura 17). Estos vectores de velocidad corresponden a la velocidad relativa en la cual se aprecian los efectos convectivos de aceleración e incremento de su magnitud debido a la reducción en la descarga del espacio entra las venas guía.

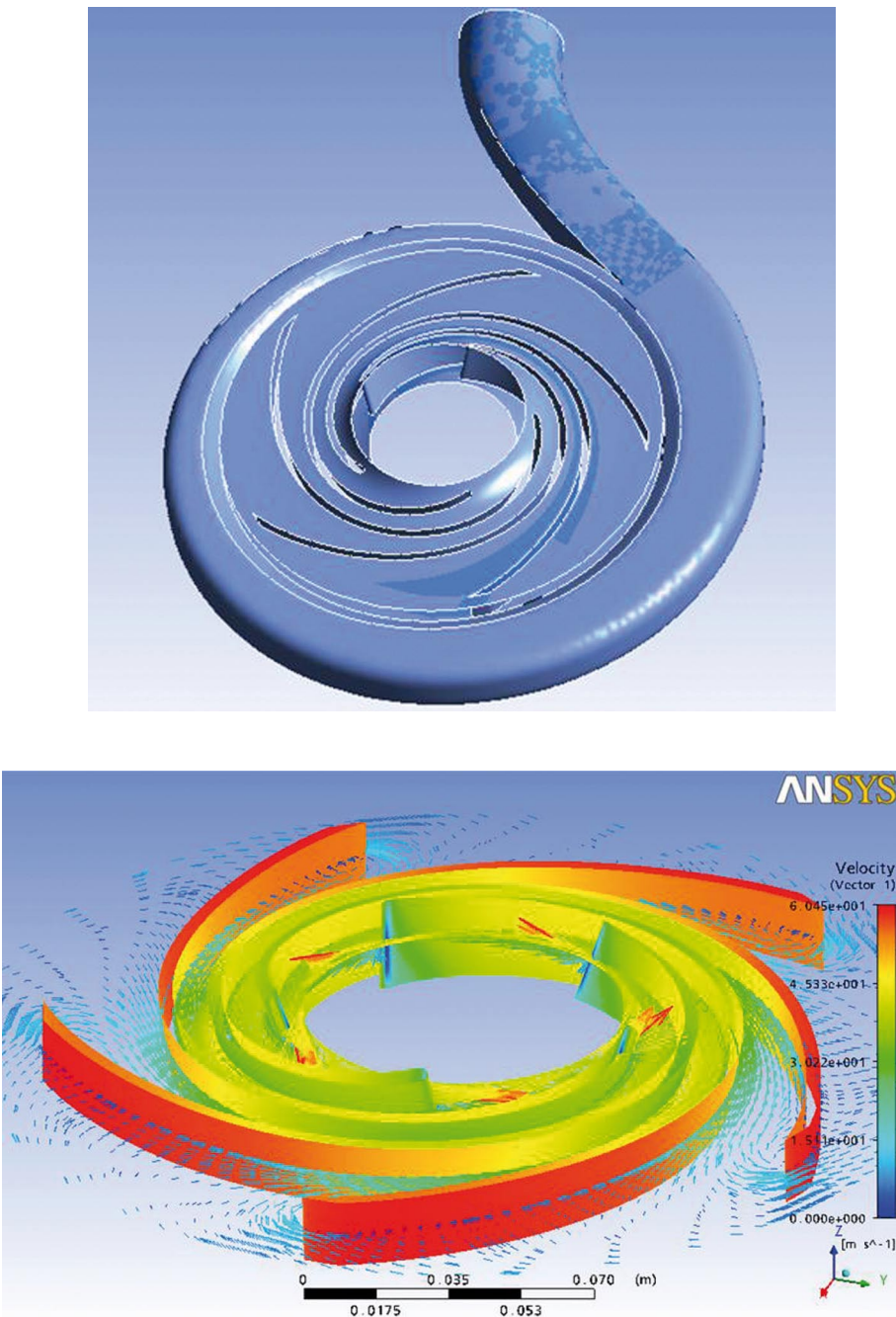
De igual forma los modelos de CFD nos permiten inferir las características de la presión en el rodete. Como resultado de la simulación (ver figura 18) se observa sobre los perfiles del rodete un incremento de presión (color rojo) del lado convexo de los álabes del rodete. En esta figura se ilustran los vectores de velocidad relativa con los cuales se observan zonas de recirculación a la entrada del rodete lo que conlleva a una caída de presión del lado cóncavo.

[Figura 17] Rodete de la bomba y su campo de velocidades relativas (bomba Worthington, D=814 3*2*8).



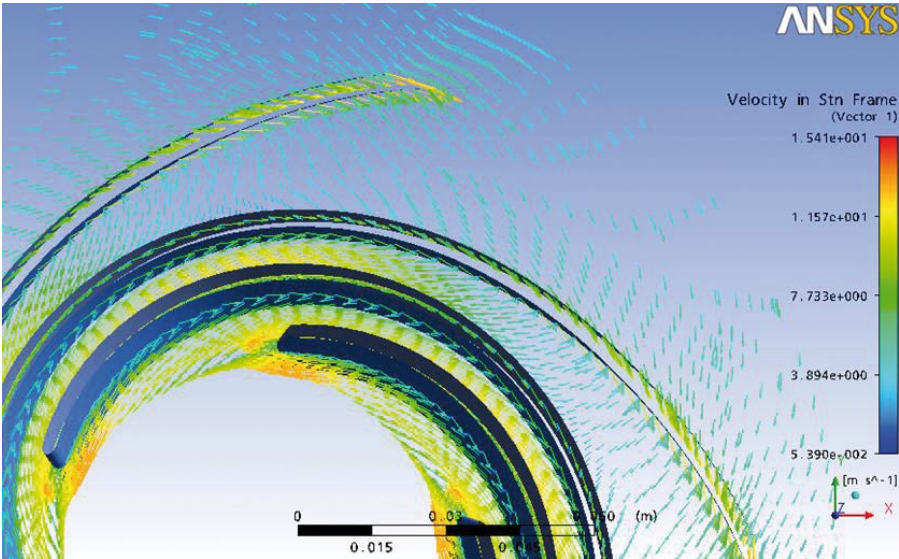
Asimismo en la figura 19 se observa que el fluido en la periferia externa del rodete tiene una componente de velocidad tangencial (absoluta) en el mismo sentido de giro de la PAT, sin embargo, debido a que el sentido de flujo al interior de la vena formada entre 2 álabes es opuesto al del giro de la PAT y que la velocidad relativa agua respecto al rodete aumenta a medida que se adentra en la vena (ver figuras 1 y 2) apreciando claramente como la componente tangencial de velocidad absoluta del fluido empieza a presentar un sentido opuesto al del giro de la máquina. Esto implica que la transferencia de momentum del fluido al rodete llega un punto en el cual deja de aportar a la potencia del eje y por el contrario empieza a generar un torque resistivo como se aprecia en la figura 19 donde se grafica el perfil de presión en el contorno de un alabe a una altura del 50%.

[Figura 18] Campo de presiones sobre los álabes y campo de velocidades relativas para el conjunto voluta y rodete de la bomba (bomba Worthington, $D = 814,3 \times 2 \times 8$).

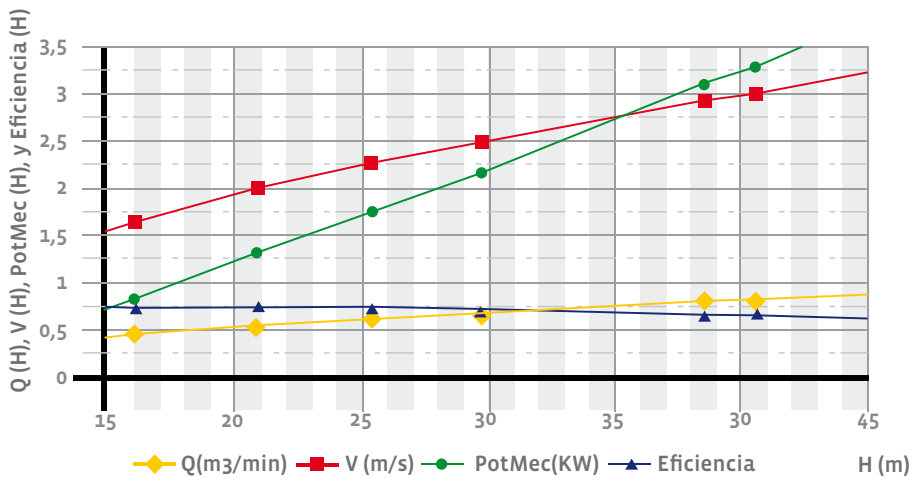


En términos generales se puede afirmar que de acuerdo con la simulación, los resultados obtenidos convergen con las pruebas realizadas en el laboratorio; ya que en ellas, también se observa que la bomba como turbina tiene una mayor eficiencia para valores de caudal y altura cercanos a sus condiciones nominales de bomba (ver figura 20).

[Figura 19] Campo vectorial de velocidades absolutas (bomba Worthington, D – 814 3*2*8).



[Figura 20] Resultados de la simulación con CFD para la (bomba Worthington, D – 814 3*2*8).



4.4. Selección del diámetro de descarga de una bomba centrífuga para operar en modo turbina.

Con base en la validación de los métodos propuestos por diferentes investigadores en el laboratorio en el laboratorio de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas de la EIEE, se observó que al seleccionar una bomba en modo turbina siguiendo los autores indicados en las tablas 2.1 y 2.2, se encontró para la condiciones del laboratorio que el diámetro de descarga de la bomba no permite el manejo de esta caudal. Esto originó que la selección de los parámetros de caudal y altura de la bomba para operar como turbina se proponga que se deba realizar a partir de la selección del diámetro de descarga y del diámetro del impeler respectivamente.

4.4.1. SELECCIÓN DEL DIÁMETRO DE DESCARGA DE LA BOMBA CENTRÍFUGA PARA OPERAR EN MODO TURBINA.

En razón al análisis preliminar, la selección del diámetro mínimo de descarga de la bomba para unas condiciones de caudal y altura del sitio se propone que se debe realizar en función de las pérdidas hidráulicas de la tubería dh por longitud ya que éstas son sensiblemente superiores a la de los accesorios. Si se considera que éstas equivalen a un porcentaje K_H de la caída total, se tiene:

$$dh = H K_H = \lambda \frac{L}{D_T} \frac{v^2}{2g} = \lambda \frac{1}{D_T} \frac{H}{\sin \theta} \frac{1}{g} \frac{8Q^2}{\pi^2 D_T^4}$$

donde: λ es el término conocido como factor de fricción de Darcy o coeficiente de rozamiento, L es la longitud de la tubería de presión, D_T es el diámetro de la tubería, v es la velocidad del flujo y g es la aceleración de la gravedad.

Al despejar de la ecuación anterior, se deduce que el diámetro de la tubería que cumple con este nivel de pérdidas equivale a:

$$D_T = \left(\lambda \frac{8}{\pi^2 g K_H \sin \theta} Q^2 \right)^{\frac{1}{5}}$$

Donde el diámetro de la tubería D_T obtenido equivale al diámetro de descarga de la bomba; cabe anotar que es necesario aproximarlos a un valor superior y equivalente en pulgadas

4.4.2. SELECCIÓN DEL DIÁMETRO DEL IMPELER DE LA BOMBA CENTRÍFUGA PARA OPERAR EN MODO TURBINA.

Como se menciono la energía específica en el rotor de la bomba está directamente relacionado con el triángulo de velocidades a la entrada y salida del rodete (ver figura 13); de esta forma las magnitudes de las velocidades, los ángulos, la geometría del rodete y la velocidad angular inciden en la energía específica de la bomba; tal como se indicó a partir de la ecuación 1. En esta ecuación se muestra que la mayor energía específica en el rotor se obtiene para las siguientes condiciones: $\alpha_2 = 0^\circ$ y $\alpha_1 = 90^\circ$; bajo estas condiciones al observar el triángulo de velocidades (ver figura 13) respectivamente se infiere, que a la salida del impeler las velocidades circunferencial y absoluta son iguales en dirección y magnitud y que a su vez el fluido no tiene velocidad relativa ($u_2 = c_2$ y $w_2 = 0$) [7]; además que la velocidad relativa a la entrada del impelerse puede determinar por Pitágoras ($w_1 = \sqrt{u_1^2 + c_1^2}$).

Al reemplazar estos valores en la ecuación fundamental de las bombas centrífugas 2, se obtiene:

$$H_{RB} = \frac{u_2^2 - c_1^2}{2g} + \frac{0 - w_2^2}{2g} + \frac{u_2^2 - u_1^2}{2g} = \frac{u_2^2 - c_1^2 - (u_1^2 + c_1^2) + u_2^2 - u_1^2}{2g} = \frac{u_2^2}{g}$$

Es decir que la mayor energía específica en el rotor depende de la velocidad circunferencial a la salida del impeler, la cual a su vez es función de diámetro a la salida y de la velocidad del motor: $u_i = \pi D_i \frac{n}{60}$

En tal sentido la energía específica del rotor es función del cuadrado de la velocidad del motor y del diámetro a la salida:

$$H_{RB} = \left(\pi D_2 \frac{n}{60} \right)^2 \frac{1}{g} = \left(\frac{\pi n}{60} \right)^2 \frac{1}{g} D_2^2$$

De esta forma el diámetro del impeler D_2 de acuerdo a la velocidad mecánica del motor equivale a:

$$D_2 = \frac{\sqrt{H_{RB}}}{30} \text{ para } n = 1800 \text{ rpm y } D_2 = \frac{\sqrt{H_{RB}}}{60.2} \text{ para } n = 3600 \text{ rpm}$$

Para tener términos más precisos, se debe incluir la eficiencia de la bomba η_β , de esta forma el diámetro del impeler es igual a:

$$D_2 = \frac{\sqrt{H_{RB}/\eta_\beta}}{30} \text{ para } n = 1800 \text{ rpm y } D_2 = \frac{\sqrt{H_{RB}/\eta_\beta}}{60.2} \text{ para } n = 3600 \text{ rpm}$$

Para determinar en una forma más exacta diámetro de salida D_{2R} , se considera que el diámetro obtenido D_2 corresponde a la diferencia entre los cuadrados de las velocidades circunferenciales de los diámetros de salida y entrada, es decir:

$$u^2 = u_2^2 - u_1^2 \quad (10)$$

De esta forma al colocar en la ecuación (10) la ecuación (7) con los respectivos diámetros, se tiene que el diámetro del impeler D_{2R} equivale a:

$$D_2 = (D_2^2 - D_1^2)^{1/2} = D_2 \left(1 - \frac{1}{K_{DB}^2} \right)^{1/2}$$

donde: K_{DB} corresponde al coeficiente relaciona los diámetros de salida y entrada D_2/D_1 del impeler en función de la velocidad específica n_s (ver figura 14).

4.5. Selección de una bomba como turbina a partir del diámetro de descarga y del impeler para operar como turbina en las condiciones del laboratorio.

Como se ha mencionado el diámetro de descarga para las condiciones del laboratorio (1100 l/min) se seleccionará en función de las pérdidas hidráulicas de la tubería, tal como se indica en la ecuación (5). Para ello se considerará un nivel de pérdidas equivalente al 10 % de la caída disponible en el laboratorio ($dh=0,1$) y el coeficiente de fricción f se determinará con la ecuación de Darcy:

$$\lambda = 0.01\left(\frac{k}{D}\right)^{0.134}$$

(12)

donde: k es el coeficiente de fricción, que para una tubería metálica lisa corresponde a 1.15 [12].

Al aplicar estas condiciones en la ecuación (5) se tiene que el diámetro de descarga de la bomba debe ser de 3 pulgadas.

Adicionalmente las ecuaciones (8) y (9) indican cómo determinar el diámetro de impeler, en ellas se hace necesario conocer la eficiencia que tendría la bomba η_B en las condiciones del laboratorio (4,5 m de caída y 1100 l/m) y la relación entre los diámetros del impeler D_2/D_1 . Es importante anotar que tanto la eficiencia η_B como la relación K_{DB} son función de la velocidad específica n_s ; estos parámetros se indican en la tabla 8. Al aplicar estas condiciones en las ecuaciones (8) y (9) se tiene el diámetro del impeler de la bomba debe ser de 8 y 15 pulgadas para una velocidad sincrónica del motor eléctrico de 3600 y de 1800 rpm respectivamente (ver tabla 8).

De acuerdo con los resultados obtenidos la bomba que se debe utilizar en las condiciones del laboratorio debe tener un diámetro de descarga de 3 pulgadas y un diámetro del impeler de 8 pulgadas. Estas características corresponden a un bomba: 3*4*8, 3600 rpm, para agua limpia.

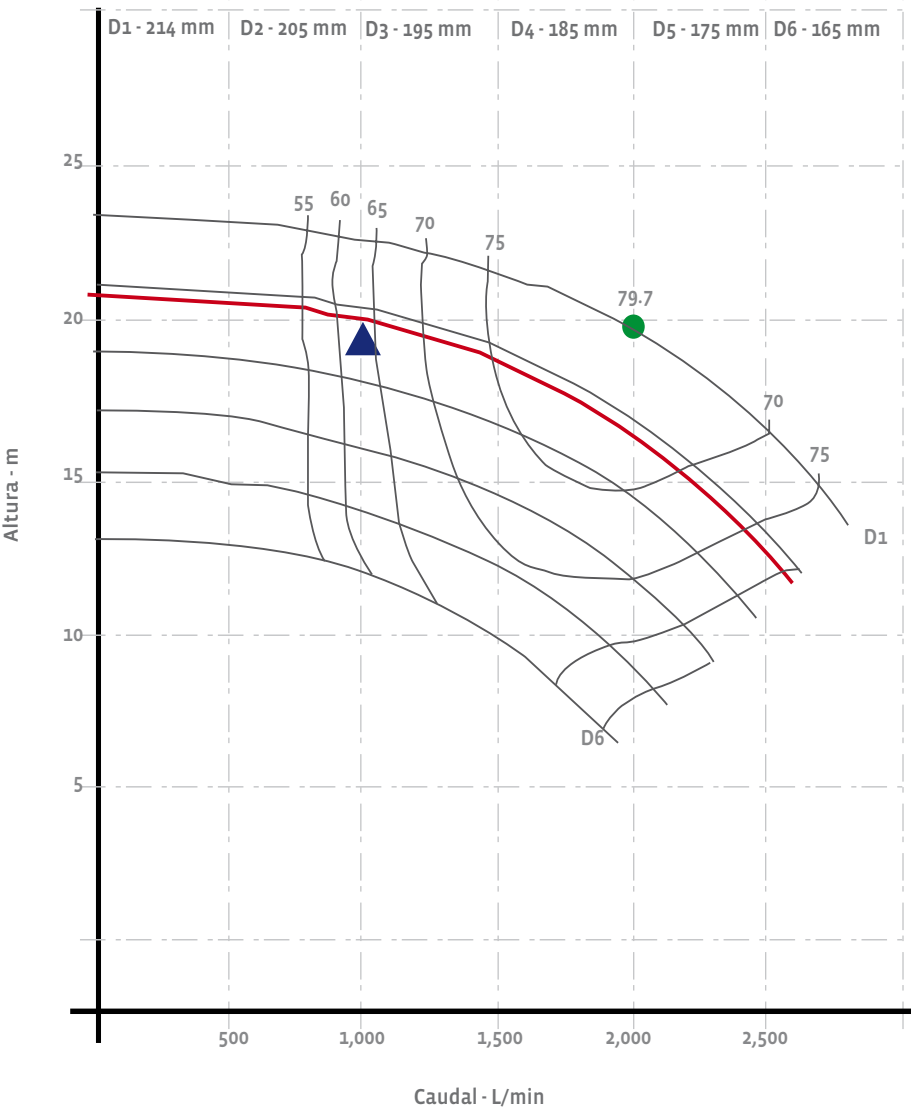
4.5.1. SELECCIÓN DE LA BOMBA Y PRUEBAS.

Para llevar a cabo las pruebas en el laboratorio, finalmente se escogió una bomba centrífuga de la marca halberg nowa, tipo 8020.Ab.Cd2.ob.2 Para agua limpia, cuyas características de velocidad/caudal para una presión de 19 mca, son: diámetro de descarga de 3 pulgas, diámetro de succión 4 pulgadas, diámetro del impulsor; 8 pulgadas (205 mm), sello mecánico, eje libre, impulsor cerrado, horizontal, agua limpia. Esta bomba se conectó en forma directa a la tubería de 3 pulgadas del laboratorio y a través de una transmisión por poleas se acopló mecánicamente a un generador asincrónico (ver figura 21).

[Tabla 8] Parámetros para la selección del diámetro del impeler.

H (m)	Q		n (rpm)	n_s	η_B [12]	D_2		K_{DB}		D_{2R}			
										(m)		(pulg)	
	(l/min)	(gpm)				(m)	(pulg)	[8]	[9]	[8]	[9]	[8]	[9]
40	1100	290,6	3600	982	0,6	0,14	5	1,9	1,07	0,38	0,38	8	8
40	1100	290,6	1800	347	0,5	0,15	6	2,9	1,49	0,20	0,20	15	15

[Figura 21] Bomba Halberg NOWA, tipo 8020, 4*3*8.



Los valores máximos alcanzados durante las pruebas realizadas a esta bomba en el laboratorio fueron de: 845.6 l/min; 5m; los que equivalen a un potencia hidráulica de 690 W; de los cuales la bomba en modo turbina transformo en potencia mecánica 400 W, para una eficiencia de 0.57.

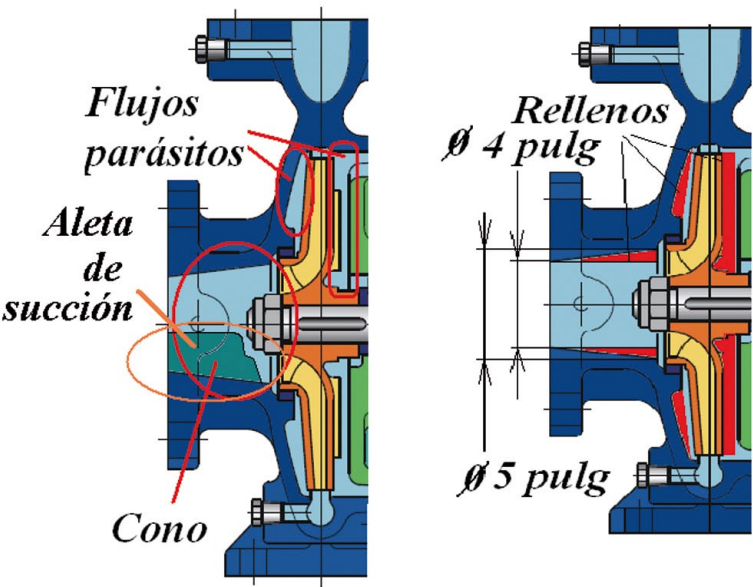
No obstante durante los ensayos la presión fue muy baja (5 mca); se considera que esta pérdida se origina por varios aspectos entre ellos: flujos parásitos entre la voluta y el impeler, la conicidad de la succión, la aleta de succión, la probabilidad de que la bomba, para las condiciones del laboratorio este trabajando en régimen de freno.

Los primeros dos (2) aspectos fueron corregidos rellenando estos espacios y el tercero eliminando físicamente la aleta de succión (ver Figura 22); sin embargo las pruebas indicaron que estos cambios no redujeron la pérdida de presión; por tanto se considera que la bomba está operando en régimen de freno.

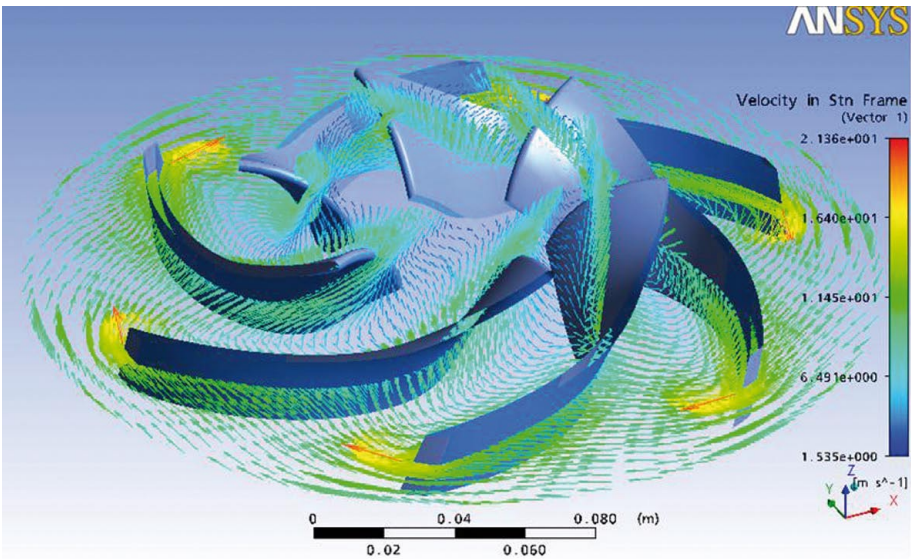
4.5.2. DESARROLLO NUMÉRICO.

Para obtener una aproximación más detallada de la operación de la bomba como turbina, de igual formo se realizó una simulación numérica utilizando modelos de CFD. Los cuales permiten observar los vectores de velocidad absoluta tomados para un caudal de 1500 litros por segundo (ver figura 23). El rodete de esta bomba no presenta un efecto convectivo relevante de aceleración a estos niveles de caudal. De aquí se establece que la conversión de la energía cinética del fluido no se aproveche adecuadamente en el rodete.

[Figura 22] Adecuaciones para reducir flujos parásitos en la bomba centrífuga (bomba Halberg NOWA, tipo 8020, 4*3*8).



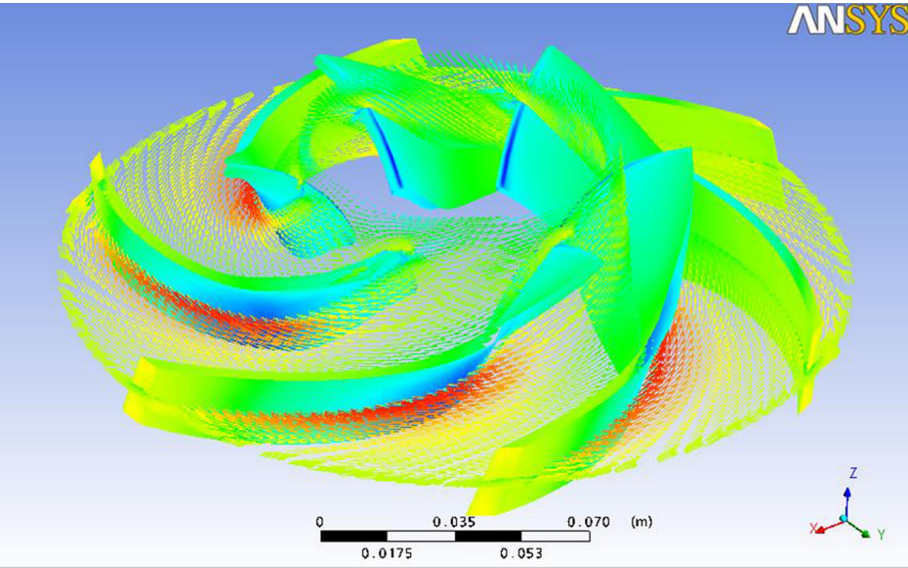
[Figura 23] Campo vectorial de las velocidades absolutas al interior del rodete de la bomba para un caudal de 1500 litros por minuto (bomba Halberg NOWA, tipo 8020, 4*3*8).



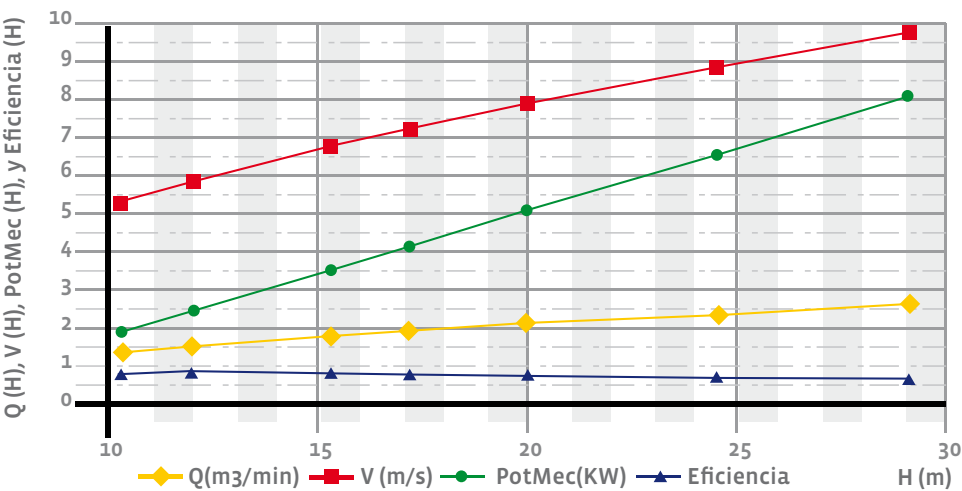
Adicionalmente, como se observa en la figura 24 al incrementar el caudal más del doble se establece una diferencia de presiones sobre los álabes del rodete debido al incremento de la velocidad por efectos convectivos de mayor caudal. De los análisis efectuados a los resultados de las simulaciones para esta bomba se concluye, que esta no opera satisfactoriamente como turbina por debajo de los 1000 litros por minuto que es la máxima capacidad del laboratorio de PCH en la actualidad. La razón para esto yace en que el flujo a un bajo caudal no es obligado a acelerarse lo suficiente y por lo tanto la conversión de energía mecánica es ineficiente.

En términos generales se puede afirmar que de acuerdo con los resultados de la simulación esta bomba opera en modo turbina con un caudal, que oscila entre los 1500 - 25000 l/min (ver figura 25); el cual supera la capacidad del laboratorio. Esto con lleva a que para las condiciones del laboratorio esta bomba en particular opera en régimen de freno, resultados que se han observado experimentalmente.

[Figura 24] Campo vectorial de velocidades relativas al interior del rodete de la bomba para un caudal de 3255 litros por minuto y campo de presiones sobre los álabes (bomba Halberg NOWA, tipo 8020, 4*3*8).



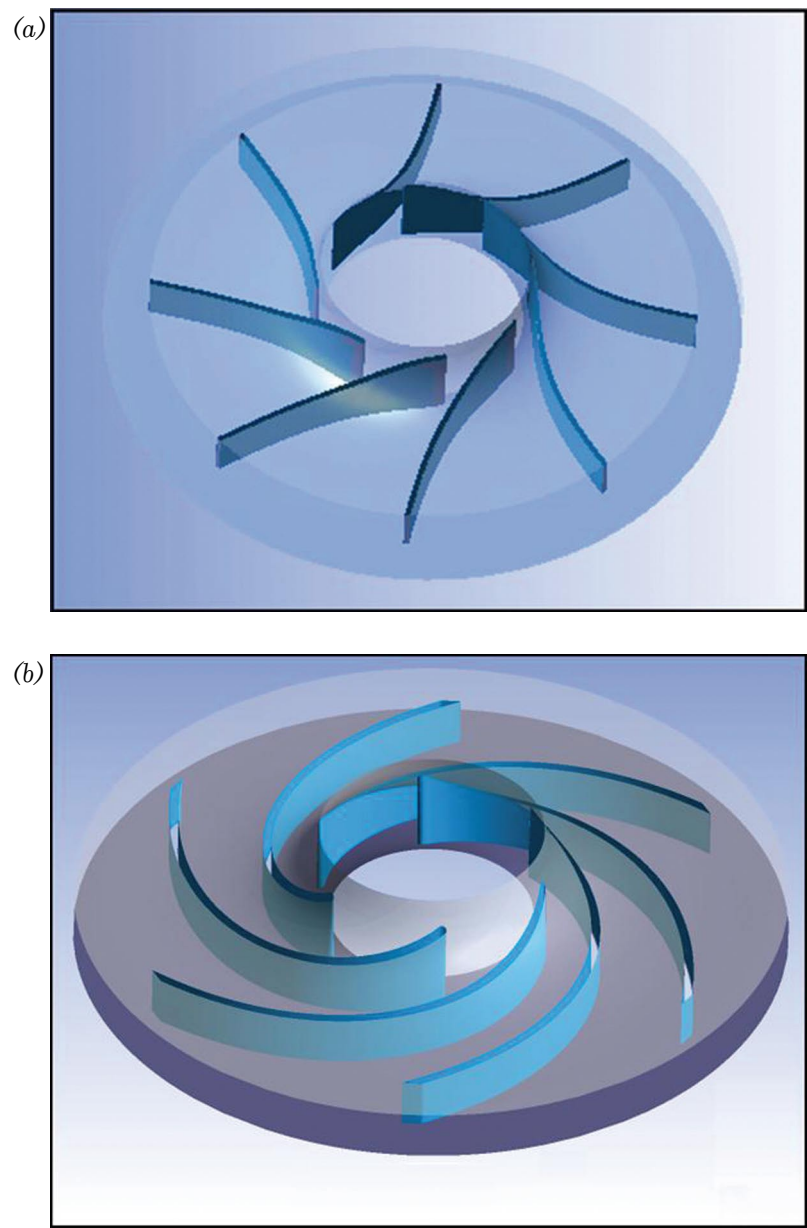
[Figura 25] Resultados de la simulación con CFD (bomba Halberg NOWA, tipo 8020, 4*3*8).



Remanufacturación del Impeller.

Con el propósito de aumentar la eficiencia de la bomba funcionando como turbina, es recomendable rediseñar el impeller de la bomba, para que obtener en él unas nuevas características hidrodinámicas, tales que aumenten la eficiencia de la bomba en modo reversible. No obstante existen restricciones de espacio en la carcasa donde se ubican los impellers, por ello en el rediseño se mantiene constante su geometría externa y únicamente se modifican el número de álabes y la forma hidrodinámica de ellos, que puede ser de convergencia o divergencia (ver figura 26).

[Figura 26] Ilustración 3D de un impeler con 8 alabes convergentes (a) con 8 alabes divergentes (b).

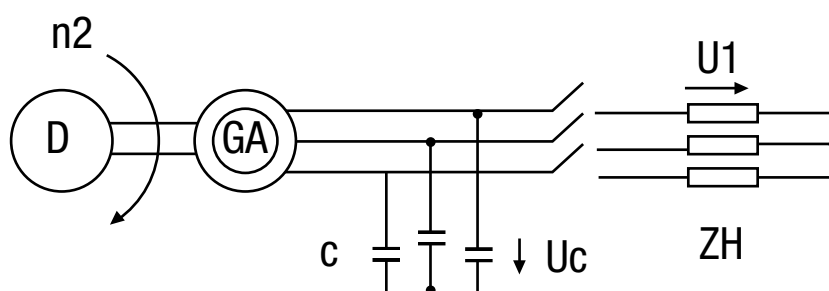


El resultado del rediseño y la manufactura de los impellers para las dos bombas del laboratorio no arrojó los mejores resultados. El impeler que mejor comportamiento por unidad de potencia lo obtuvo el modelo convergente, que se aproximó a la potencia generada por el impeler original de la bomba.

PRINCIPIO DE REVERSIBILIDAD de las máquinas eléctricas asíncronas

La máquina asíncrona es por excelencia la máquina motriz de los procesos industriales debido a su robustez y bajo costo por unidad de potencia. Por su característica de máquina reversible, cuando a ella se le acopla mecánicamente un primomotor y hace que el rotor de esta supere la velocidad sincrónica, ella se vuelve un generador exclusivo de potencia activa, destacándose por qué no requiere equipo de sincronización, posee buena capacidad de sobrevelocidad y protección inherente contra cortocircuitos. No obstante su principal desventaja es que no dispone de instrumentos que le permitan regular la potencia reactiva, por lo tanto esta debe ser suministrada externamente; bien sea conectándole un banco regulado de condensadores en sus terminales ó acoplándola directamente con la red (ver figura 27).

[Figura 27] Esquema principal de un generador asíncrono con condensador de excitación.



En régimen de generador la máquina asíncrona tiene deslizamiento negativo y por tanto la f.e.m. inducida en el devanado del rotor cambia de dirección. En consecuencia la potencia mecánica del primo motor se transforma en potencia activa, exigiendo proporcionalmente reactivos adicionales; por tanto para el trabajo del generador asíncrono es necesaria una fuente de potencia reactiva variable que sostenga el campo magnético de la máquina (ver figura 27).

Tal como sea mencionado, la máquina asíncrona funcionando como generador no tiene un circuito independiente para su excitación y por tanto no puede producir potencia reactiva. En consecuencia para mantener el campo magnético del estator debe permanecer conectada a una fuente externa de potencia reactiva, lo que se puede lograr de dos formas: conectar el generador al sistema de potencia, conectar un banco de condensadores

variable en paralelo con la máquina (ver figura 27). Esta última forma de conexión es obligatoria para un generador aislado de la red, operando en forma autónoma.

Además de la necesidad de un banco de condensadores que proporcione los reactivos requeridos para la excitación de la máquina en estado autónomo, también es necesario que exista un flujo magnético residual en el rotor, tal que al girar éste con una velocidad superior a la sincrónica, se induzca una pequeña f.e.m. en el devanado del estator la cual hará circular corriente por los condensadores, los cuales a su vez incrementarán la f.e.m. inducida, aumentando posteriormente la corriente capacitiva y así sucesivamente hasta que la f.e.m se estabiliza (similar para el generador de corriente continua). En caso de que no exista flujo remanente, la autoexcitación no tendrá lugar, y para obtenerla basta con conectar la máquina momentáneamente como motor o suministrarle corriente continua en los terminales del estator.

De esta forma para que una máquina asíncrona opere en régimen de generador autónomo, es necesario que se cumplan las siguientes condiciones: existencia de un flujo magnético residual en el rotor, una velocidad mecánica superior a la sincrónica y una fuente externa reactivos.

La fuente externa de reactivos está formada por un banco de condensadores que le suministran los reactivos necesarios para su autoexcitación en el momento del arranque, consecutivamente los requeridos para su operación en vacío y posteriormente los exigidos de acuerdo a la demanda.

Es importante señalar que el generador asíncrono es un generador exclusivo de potencia activa, que requiere el suministro de sus reactivos por una fuente externa regulada (banco de condensadores), la cual debe suministrar los reactivos necesarios tanto para la generación como para la carga. Este regulador en condiciones aisladas es indispensable, debido a que hace las veces de regulador de tensión y supresor de sobre tensiones generadas a partir de la conmutación de los condensadores.

Además de las fortalezas técnicas inherentes al generador asíncrono, se debe resaltar que en función del tipo del motor asíncrono, la generación de energía eléctrica puede ser tanto monofásica como trifásica. Esta particularidad le permite atender pequeñas potencias con generación monofásica para usuarios a nivel de microgeneración en ZNI, para los cuales no se encuentran disponibles generadores monofásicos convencionales de este rango (menores a 5 KW) y atender potencias con generación trifásica para usuarios nivel MiniCHE y PCH. Por tal motivo es necesario identificar los métodos para la generación trifásica o monofásica a partir de motores trifásicos y la generación monofásica a partir de motores monofásicos.

5.1. Motor asíncrono trifásico en régimen de generador trifásico.

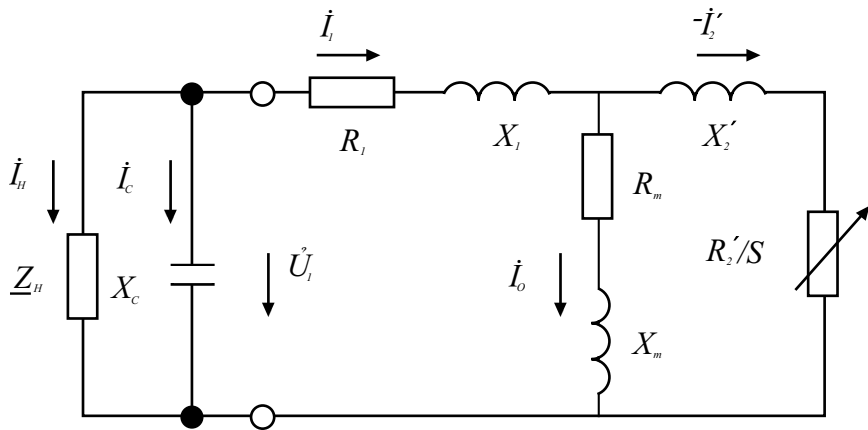
Anteriormente se ha mencionado que para la aplicación del motor trifásico en régimen de generador es necesario disponer de una fuente externa reactivos para su excitación y que además la tensión a la carga sea regulada; por tanto el generador asíncrono debe ser autoexcitado y autoregulado.

5.1.1. EXCITACIÓN DEL GENERADOR ASÍNCRONO.

En el generador asíncrono ocurre un proceso de autoexcitación, similar a la que ocurre en el generador Shunt de corriente continua o a la máquina sincrónica de imanes permanentes. Cuando empieza a girar el rotor el flujo remanente induce en las bobinas del estator una fem, la cual hace circular

por el condensador una corriente. Esta corriente circula por las bobinas del estator, fortaleciendo el campo magnético, e induciendo en el generador una fem y aumentando la corriente del condensador (ver figuras 28).

[Figura 28] Diagrama equivalente de un generador asíncrono.



Después de analizar el diagrama equivalente de un generador asíncrono se tiene que el condensador necesario para excitar el generador (mantener la tensión nominal en los bornes del generador asíncrono) y suministrar la potencia reactiva necesaria para una carga activa e inductiva equivale a:

$$c = \frac{P_{nom}(tg\varphi_g + tg\varphi_c)}{2\pi f m_1 U_c^2}$$

Donde: P_{nom} es la potencia entregada por el generador; U_c tensión en el condensador; f es la frecuencia de generación; m_1 número de fases; φ_g y φ_c son los ángulos de desfase entre las tensiones y las corrientes del generador y la carga (considerando que: $U_g = U_c$)

Al observar la capacitancia requerida por el generador asíncrono se puede afirmar:

que la capacitancia C se puede dividir en dos: una capacitancia de un valor constante C_g , necesaria para la excitación del generador en vacío y una capacitancia variable C_c necesaria para la carga.

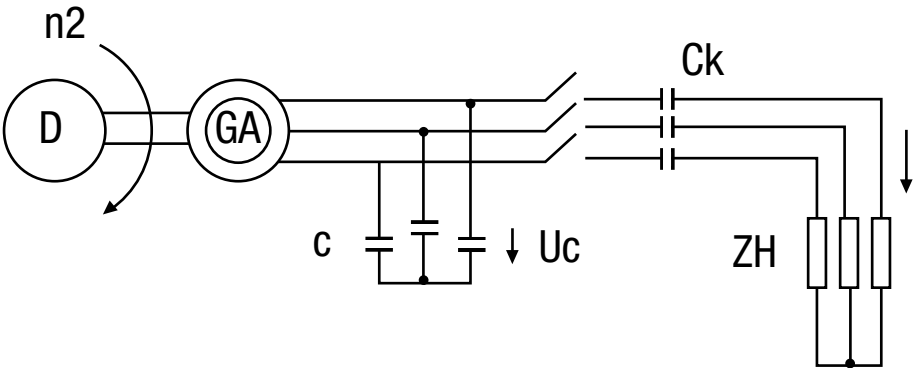
Es importante mantener la frecuencia de generación constante.

Esto último indica que es importante disponer simultáneamente de una regulación de reactivos capacitivos y una regulación de caudal proporcional a la demanda de energía eléctrica.

5.1.2. AUTOREGULACIÓN DEL GENERADOR ASÍNCRONO.

Como se mencionó, los cambios en la carga de un generador asíncrono conllevan a la necesidad de regular su autoexcitación, por ello es preciso colocar un banco de condensadores variable; sin embargo una opción para que el generador asíncrono tenga una autoregulación es instalar un banco de condensadores en serie con la carga, tal como se indica en la figura 29.

[Figura 29] Esquema de un generador asíncrono con condensador de excitación y autoregulación.



La tensión en los bornes de generador U_1 , en los condensadores de excitación U_c y en la carga U tienen la siguiente relación:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_c + \dot{U}$$

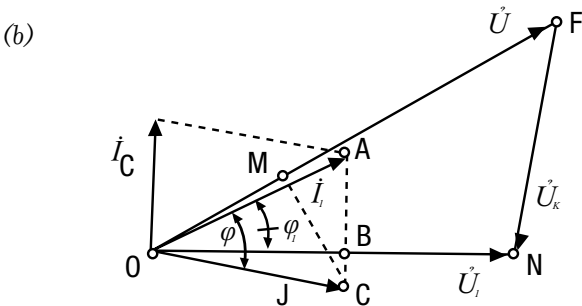
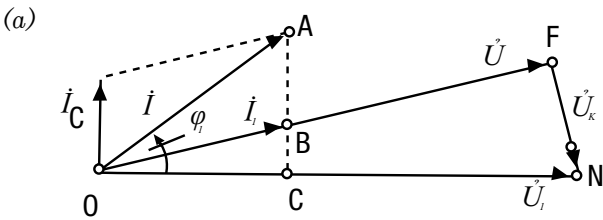
La ecuación anterior indica, que para que la tensión en la carga U se mantenga constante es indispensable que varíe la tensión en los bornes de generador de U_1 y en los condensadores de excitación U_c . Esto se logra gracias a que los condensadores en serie reducen su potencia reactiva capacitiva de acuerdo con las necesidades de la carga, ya que los cambios en la demanda de energía generan cambios en la tensión de los condensadores en serie y por tanto en su potencia. La potencia reactiva capacitiva en los condensadores en serie varía de la siguiente forma:

$$Q_k = m_1 I^2 \frac{1}{\omega_1 C_k}$$

donde: I es la corriente de la carga y m es el número de fases.

Como se observa en la ecuación anterior, la potencia reactiva capacitiva de los condensadores en serie depende del valor y del carácter de la carga. En un diagrama vectorial, indicado en la figura 30 muestra que esta aumenta en la medida que disminuye el factor de potencia, en ella se observan los diagramas vectoriales para una carga resistiva (figura 30 a) y para una carga resistiva e inductiva (figura 30 b).

[Figura 30] Diagrama vectorial de un generador asíncrono autoexcitado y autoregulado.



Esta forma de suministrar los reactivos necesarios al generador asíncro-
no, además de garantizar un nivel de regulación le permite al generador
asíncrono para cargas bajas disponer del un flujo magnético remanente
mínimo, necesario para evitar la pérdida de su excitación. Sin embargo se
puede limitar esta aplicación, debido a:

- » La capacitancia en serie requerida es elevada.
- » Se pueden presentar sobretensiones en los condensadores por efecto
de sobrecargas y/o corto circuito.

Una alternativa para reducir el volumen de los condensadores, consiste
en conectarlos a la carga a través de transformadores de corriente TI, tal
como se indica en la figura 31; de esta forma la capacitancia en el primario
del transformador equivale a:

$$C_k = \frac{C_{2K}}{K^2}$$

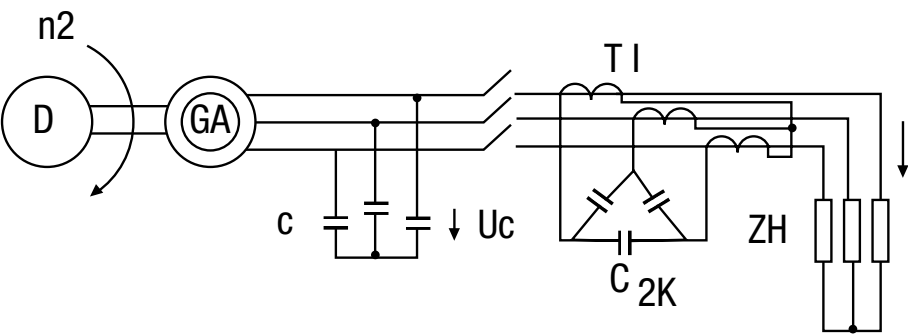
donde: K es la relación de transformación del TI

5.2. Motor asíncrono trifásico en régimen de generador monofásico.

Como se ha mencionado anteriormente, la aplicación del motor trifási-
co en régimen de generador monofásico es una solución a nivel de Mi-
croCHE, que permite tener un rango amplio de potencias a un bajo costo.
Para realizar esta aplicación, actualmente existen fundamentalmente tres
métodos para usar un motor trifásico asíncrono como un generador mo-
nofásico:

- » Conexión C-2C2.
- » Generador asíncrono monofásico, auto excitado, auto regulado (SR-
SEIG), usando una máquina trifásica (Y).
- » Generador asíncrono monofásico auto regulado y auto excitado (SR-
SEIG), usando una máquina trifásica (Δ).

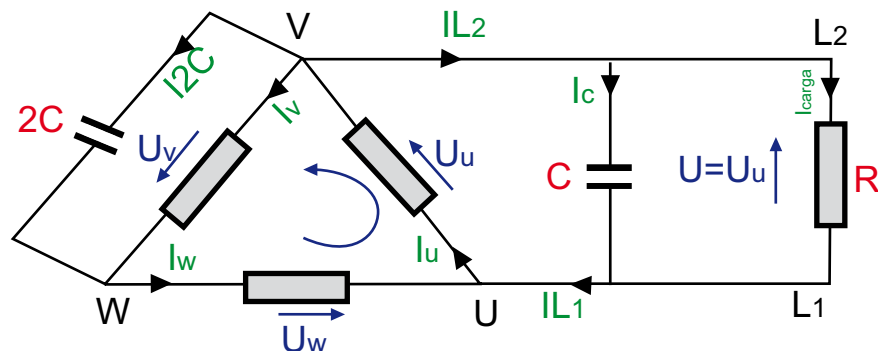
[Figura 31] Esquema de un generador asíncrono con condensador de excitación y
autoregulación a través de TÍ s.



5.2.1. Conexión C-2C2

La conexión C-2C propone un esquema donde la capacitancia C_{fase} de excitación es conectada en paralelo con la carga y la capacitancia $2C_{\text{fase}}$ es conectada en paralelo a la fase atrasada según la secuencia de fase (ver figura 32). Este arreglo desbalanceado de las capacitancias ayuda a compensar la carga desbalanceada en el generador.

[Figura 32] Motor asíncrono trifásico en régimen de generador monofásico en Conexión C-2C.



El método C-2C, es un método económico que se aplica para cualquier factor de potencia $\cos\phi_g$ pero se debe aceptar un ligero desbalance de corrientes y voltajes de fase. Un perfecto balanceo de la carga a máxima corriente de fase, solo es posible para un factor de potencia del generador de 0.5.

La capacitancia de excitación C_{fase} para la conexión C-2C puede ser calculado de la siguiente manera (valido para $\cos\phi_g = 0.5$):

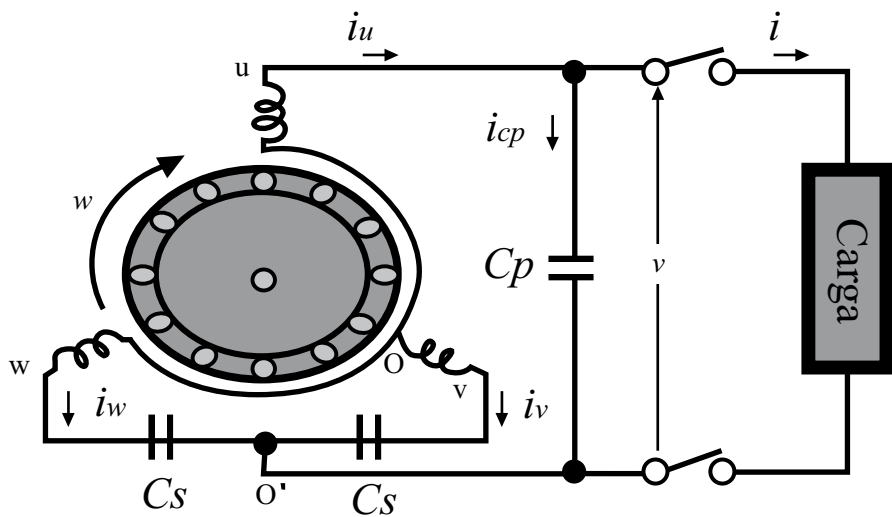
$$C_{\text{fase}} = 12\pi f R_{\text{carga}} 3$$

5.2.2. GENERADOR ASÍNCRONO MONOFÁSICO, AUTO EXCITADO, AUTO REGULADO (SRSEIG), USANDO UNA MÁQUINA TRIFÁSICA (Y).

La conexión SRSEIG requiere de una máquina asíncrona jaula de ardilla trifásica conectada en Y a la cual se le conectan tres capacitores, tal como se indica en la figura 33. En ella se observa que uno de ellos se conecta en paralelo con la carga monofásica C_p y los otros dos se conectan a dos devanados C_s 's. Con esta configuración el sistema de generación establecido es muy simple y con la correcta selección de los valores de C_p y los dos C_s 's, el sistema exhibe una regulación aceptable de voltaje debido al efecto de los dos capacitores en serie con los devanados C_s 's.

En esta conexión el condensador C_p determina el voltaje de salida (V) y los condensadores C_s 's determinan la corriente de excitación (I_m). No obstante los valores de los condensadores C_s 's con relación a C_p tienen gran efecto en la característica final del voltaje en función de la corriente de excitación, y es así como al reducir los valores de los dos C_s 's, aumenta un poco el voltaje de salida, causando una leve reducción en la potencia final.

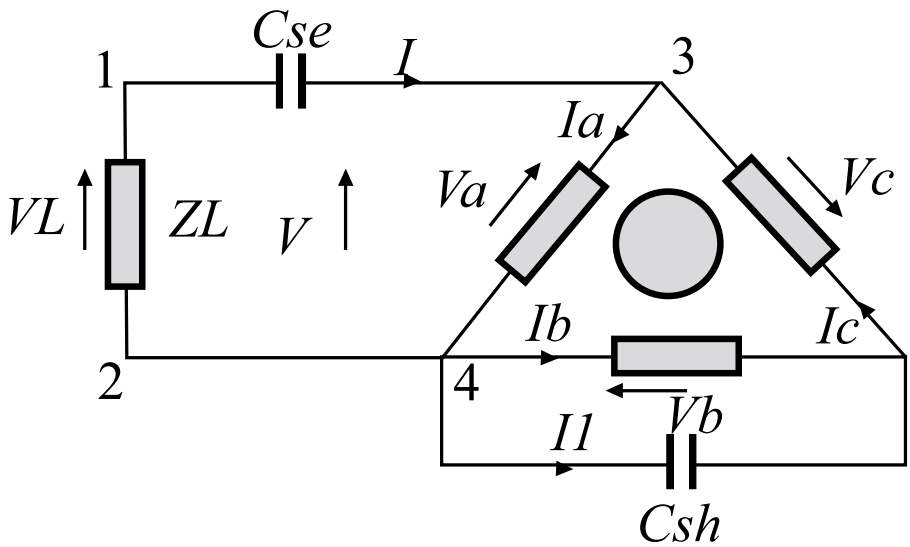
[Figura 33] Circuito de conexión de un SRSEIG monofásico usando una máquina asíncrona trifásica en Y.



5.2.3. GENERADOR ASÍNCRONO MONOFÁSICO AUTO REGULADO Y AUTO EXCITADO (SRSEIG),USANDO UNA MÁQUINA TRIFÁSICA CONECTA EN DELTA (Δ)

Este método se fundamenta en la conexión “Steinmetz” y se aplica a una máquina asíncrona conectada en delta (ver figura. 34). En esta conexión se tienen dos condensadores, uno de ellos en serie Cse y otro en paralelo Csh . Tal como se indica en la figura 1,3, la conexión de este método es sencilla, sin embargo es indispensable que la capacitancia de excitación Csh se conecte a la fase de referencia (la fase A), mientras que la carga monofásica y capacitancia de compensación Cse se conecten a la fase atrasada (fase B). En esta configuración el condensador Csh a la vez que suministra la potencia reactiva necesaria para la iniciación y sostenimiento, también actúa como un balanceador de fase y el condensador Cse provee potencia reactiva adicional cuando la corriente de carga se incrementa.

[Figura 34] Circuito de conexión de un SRSEIG monofásico usando una máquina asíncrona trifásica en Δ .



5.3. Motor asíncrono monofásico en régimen de generador monofásico.

Los motores asíncronos monofásicos se caracterizan por ser máquinas sencillas y robustas, cuya mayor aplicación se encuentra en dispositivos de pequeñas potencias, usualmente menores a 1,5 Kw; esta particularidad hace que sean los motores por excelencia de sistemas monofásicos. Además de esta característica se puede considerar que un motor asíncrono monofásico en régimen de generador frente a una máquina trifásica tiene una bondad inherente en el proceso de conversión de energía eléctrica monofásica; sin embargo tienen un mayor costo por unidad de potencia que los motores asíncronos trifásicos.

Previo a caracterizar el funcionamiento del motor asíncrono monofásico en régimen de generador monofásico fue preciso identificar el motor monofásico que tiene mayor uso y se halló que el tipo de motor monofásico más usado es el de fase partida de arranque por condensador. Para este tipo de motor se encontró [1-8], que la investigación en este tema más detallada la han realizado los científicos hindúes H.C. RAI y BHIM SINGH [1], los cuales hicieron una evaluación matemática de la máquina en régimen de generador y su posterior validación en el laboratorio en un motor de fase partida de arranque por condensador de las siguientes características: Marca Allied Electrical, 0.75kw, 50 Hz, 225 V, 6A, 1500 rpm.

Como se ha mencionado para el funcionamiento de la máquina asíncrona en régimen de generador exige de un flujo remanente y de una fuente externa de reactivos. Para cumplir con estas condiciones utilizando un motor asíncrono monofásico, los investigadores para este modo de conexión utilizaron solamente el devanado de régimen, al que le conectaron en paralelo un condensador C_{sh} para la autoexcitación (ver figura 35.a). La ventaja de utilizar el devanado de régimen se fundamenta en que este posee una sección transversal mayor que la sección del devanado auxiliar lo que se ve reflejado en una mayor capacidad de carga en sus terminales con respecto a la conexión en su devanado auxiliar, esto debido a que se presenta una menor resistencia que la presenta el arrollamiento auxiliar, lo que se refleja en un aumento de la eficiencia bastante considerable al tener la máquina trabajando a su máxima potencia.

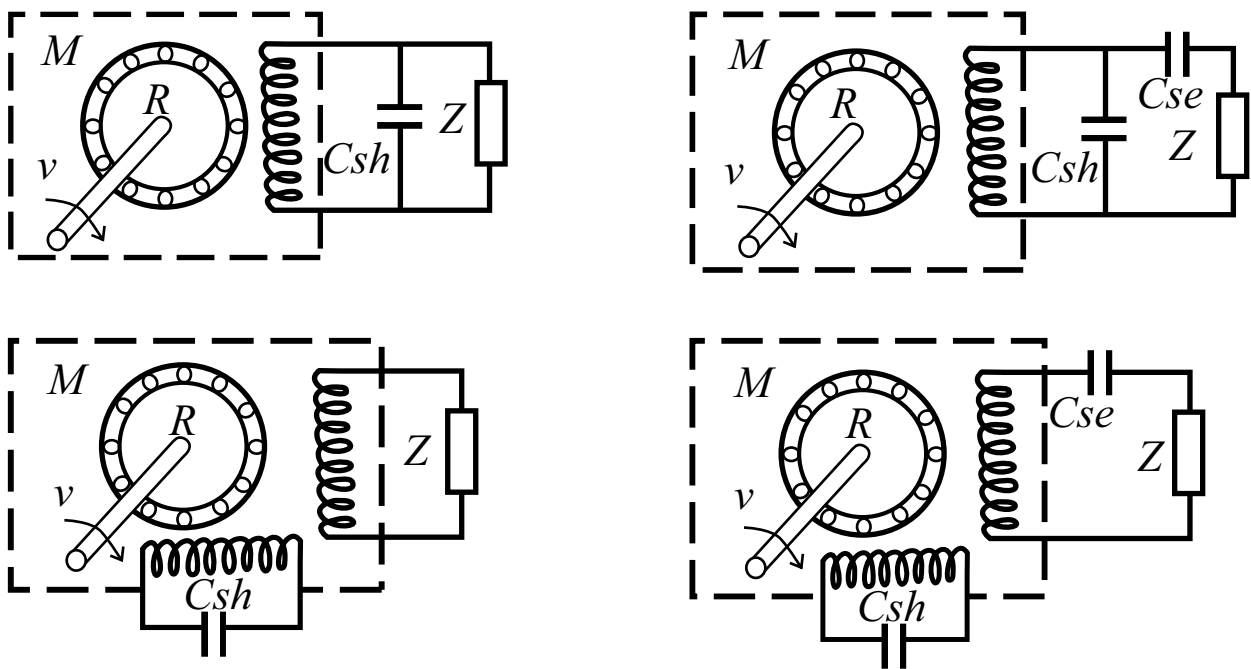
Una variante de este esquema, consistió en colocar un condensador en serie C_{se} para la autoregulación, esta variante proporcionó un mejor rendimiento y funcionamiento en la máquina en régimen de generador (ver figura 35.b).

Otra forma de conexión consistió en utilizar los dos devanados (de régimen y arranque). Al primero de ellos se le conectó la carga y al auxiliar un condensador C_{sh} para la autoexcitación (ver figura 35.c). De acuerdo con los investigadores H.C. RAI y BHIM SINGH, con esta conexión resultados los obtenidos superan las conexiones anteriores. Sin embargo también analizaron la opción de colocar un condensador en serie C_{se} para la autoregulación en el devanado de régimen, esta variante proporcionó un mejor rendimiento y funcionamiento en la máquina en régimen de generador (ver figura 35.d).

5.4. Pruebas de laboratorio.

Para llevar a cabo las pruebas en el laboratorio se escogieron tanto motores trifásicos, como monofásicos de diferentes características; los cuales en condiciones de laboratorio operaron como generadores aislados. Durante las pruebas se tomaron medidas de su comportamiento en modo generador trifásico y monofásico, dentro de las cuales resaltamos: la cargabilidad y la calidad de la sinusoide.

[Figura 35] Conexión de un motor asíncrono monofásico en régimen de generador asíncrono monofásico



5.4.1. EQUIPOS.

Los métodos propuestos para poner a funcionar una máquina asíncrona como generador fueron aplicados en diferentes motores (ver tabla 9), utilizando para la medición de las variables eléctricas además de la infraestructura del laboratorio equipo adicional, como: registrador industrial, bancos de condensadores y resistencias variables, entre otros.

[Tabla 9] Motores asíncronos utilizados en pruebas.

Marca	ABB	WEG	Siemens	Westing-house	WEG	Siemens
Equipo	Nuevo	Nuevo	Usado	Usado	Nuevo	Usado
Tipo	Alta eficiencia	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
No de fases	3	3	3	3	2	1
Referencia	M2QA112L4A	1001748767	XX	2-1385839	10083830	1RF2093-4YD90
FP	0,84	0,83	0,80	0,80	0,83	0,80
Tensión (V)	220/440	220/440	220/440	110/220	220/440	115/230
Corriente máx (A)	20,4/10,2	26,6/13,3	15/7,5	30,4/15,2	28,3/14,15	7,2/3,6
Corriente vacío (A)	9,50	6,0	2,90			

Marca	ABB	WEG	Siemens	Westinghouse	WEG	Siemens
Potencia (KW)	5,50	7,40	5,50	5,50	3,70	0,38
Velocidad (rpm)	1730,00	1760,00	1730,00	1150,00	1745,00	1740,00
Número de devanados	6	6	6	6	2	2

5.4.2. RESULTADOS DE LAS PRUEBAS.

Como se ha señalado la máquina asincrónica en régimen de generador para su funcionamiento exige el suministro en forma externa de reactivos capacitivos, los cuales tienen una relación directa con las pérdidas en vacío y corto, las cuales se determinaron siguiendo la norma IEEE Std 112-2004. Adicionalmente para identificar el consumo en reactivos a plena carga se conectaron a la red. El resultado de las pruebas se indica en la tabla 10.

[Tabla 10] Pruebas de vacío y corto para los motores asíncronos trifásicos.

Motor	S (VAR)	Q (VAR)			Relación Igener/ I Nom motor	Costo en pesos de 1 HP.
		Teórico	Pruebas de vacío y corto	Pruebas en conexión a la red		
Westinghouse	5791,98	3475,19	918,9	1123,5	0,65	90000
Siemens	5791,98	3475,19	2810,00	3041,38	0,68	90000
ABB	7773,44	4217,76	3970,00	5320,18	0,69	100000
WEG	10135,96	5653,47	4894,00	7110,65	0,75	90000

Una vez conocidos estos parámetros en el laboratorio, se simuló el funcionamiento del generador asíncrono trifásico autoexcitado y autoregulado en condiciones aisladas, los resultados más relevantes son:

1. La calidad de la sinusoide no presenta una distorsión armónica elevada.
2. Aceptan la conexión de cargadores de baterías y/o fuentes trifásicas reguladas.
3. Es importante señalar los condensadores en serie permiten tener un mayor control en la regulación del generador y su conexión a través de transformadores de corriente reduce sensiblemente la cantidad de los mismos.
4. En términos generales al relacionar la capacidad de corriente como generador y como motor, encontramos que máxima potencia activa que pueden entregar las máquinas oscilan en un 70 % (ver tabla 10).
5. El costo promedio de un (1) caballo fuerza para un motor normal es un 10 % inferior al de un motor de alta eficiencia (ver tabla 10).
6. El consumo de reactivos de un motor de alta eficiencia en modo generador es mayor que en un motor normal (ver tabla 10).

Los resultados obtenidos para el generador asíncrono monofásico autoexcitado y autoregulado a partir de un motor trifásico en condiciones aisladas, nos permiten inferir que su comportamiento es deficiente con relación a las ventajas de un generador asíncrono trifásico. Las características más relevantes del generador asíncrono monofásico son:

1. Son generadores BIFASICOS.
2. La sinusoide presenta una distorsión armónica elevada.
3. En términos generales al relacionar la capacidad de corriente como generador y como motor, encontramos que máxima potencia activa que pueden entregar las máquinas oscilan en un 25 %.

Las pruebas realizadas en los motores monofásicos WEG y Siemens (ver tabla 10) en régimen de generadores monofásicos, mostraron que son muy inestables y poseen una baja cargabilidad, alrededor de 15 %.

CONCLUSIONES

La investigación realizada gracias al Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación – COLCIENCIAS y a la Universidad del Valle, en el laboratorio de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, aplicada al uso de máquinas reversibles en Microcentrales Hidroeléctricas, además de que permitir validar experimentalmente los métodos propuestos por diferentes escuelas y autores, confirmó entre otros la importancia de los siguientes aspectos:

1. Al utilizar una bomba en modo reversible, es significativo tener en cuenta la relación entre los diámetros de succión y descarga.
2. De acuerdo con los resultados, la mayor eficiencia de una bomba en modo reversible se tiene cerca de sus parámetros nominales, de caída y caudal; sin embargo al momento de utilizar la bomba como turbina es más relevante disponer de una mayor potencia.
3. El resultado del rediseño y la manufactura de los impellers para las dos bombas del laboratorio no arrojó los mejores resultados. El impeler que mejor comportamiento por unidad de potencia lo obtuvo el modelo convergente, que se aproximó a la potencia generada por el impeler original de la bomba.
4. Los resultados obtenidos y el análisis realizado indica que para obtener un generador asíncrono monofásico, se debe utilizar un motor trifásico con rectificación a corriente continua CC e inversión de CC a una señal monofásica. Este esquema permite suprimir los picos inherentes al generador asíncrono y permite almacenar energía en baterías.
5. La autorregulación que ofrecen los condensadores serie a través de los transformadores de corriente continua son una excelente aplicación, debido a ventajas que de por sí ofrece la autorregulación y reduce la cantidad de condensadores.
6. Conjuntamente a esta demostración, los resultados de este trabajo indican la necesidad de abordar la selección de las bombas como turbinas en forma similar a la selección de una turbina; tal como se presenta en esta investigación. La cual se puede considerar como un método sencillo, el cual entrega unos valores aproximados de las dimensiones más relevantes de la bomba; no obstante es indiscutible la necesidad de validar experimentalmente estos resultados.