



# Control del proyecto de una mini hidroeléctrica auxiliar para una pequeña central

## Control of the project of an auxiliary mini-hydropower for a small plant

Bonny Pérez-Cantillo<sup>I,\*</sup>, Luis García-Faure<sup>II</sup>, Julio Fong-Barrio<sup>III</sup>, Hugo Rafael Domínguez-Abreu<sup>IV</sup>,  
Leonardo Peña-Pupo<sup>II</sup>.

I. Empresa de Tecnología de Información y la Automática, Departamento de Instrumentación y Control. Santiago de Cuba, Cuba.

II. Universidad de Oriente, Centro de Estudio de Energía y Refrigeración. Santiago de Cuba, Cuba.

III. Universidad de Oriente, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Dpto. de Automática. Santiago de Cuba, Cuba.

IV. Universidad de Oriente, Facultad de Ingeniería en Telecomunicaciones, Informática y Biomédica, Dpto. de Informática. Santiago de Cuba, Cuba.

\*Autor de correspondencia: [bonny@atasan.une.cu](mailto:bonny@atasan.une.cu)

Este documento posee una [licencia Creative Commons Reconocimiento-No Comercial 4.0 internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/)



Recibido: 23 de marzo de 2022

Aceptado: 12 de abril de 2022

### Resumen

En este trabajo se presentaron diferentes alternativas, para la toma de decisiones en el proyecto de una mini unidad hidroeléctrica auxiliar para una pequeña central hidroeléctrica. La mini unidad hidroeléctrica tiene como objetivo aprovechar, para la generación de electricidad el caudal mínimo destinado para los consumidores aledaños y el caudal sanitario que en estos momentos es imposible utilizar. El algoritmo no lineal obtenido tras una intensa

investigación bibliográfica, es utilizado para analizar la toma de decisiones adoptadas en el proyecto permitiendo comprobar los resultados obtenidos en este y su calidad.

**Palabras claves:** mini central hidroeléctrica, gasto sanitario, control de proyectos, sistema de control electromecánico.

### Abstract

In this work, different alternatives are presented, which have been necessary to analyze, for decision making during the project of an auxiliary mini hydroelectric unit (MH) for a small hydroelectric power plant (PCHE). The MH aims to take advantage, for the generation of electricity, of the minimum flow destined for neighboring consumers and the sanitary flow that is currently impossible to use. The non-linear

algorithm obtained after an intense bibliographical research, is used to analyze the decision making adopted in the project, it allowed to verify the results obtained in this and its quality.

**Key words:** small hydropower plant, river ecologic flow, project control, electromechanical control system.

### Cómo citar este artículo:

Pérez Cantillo B, García Faure L, Fong Barrio J, Domínguez Abreu HR, Peña Pupo L. Control del proyecto de una mini hidroeléctrica auxiliar para una pequeña central. Ingeniería Mecánica. 2022;25(2):e647. ISSN 1815-5944.

## Introducción

Debido a la preocupante situación energética mundial se presenta el planteamiento de nuevos desafíos que permitan dar soluciones a los problemas y consecuencias que han traído consigo los tradicionales sistemas de generación y distribución de la energía eléctrica [1]. Factores como el aumento de la demanda energética que se duplicara para el 2050 según [2], el incremento gradual de los costos de generación y la necesidad de reemplazar gradualmente el recurso del petróleo, trajo un cambio en la política energética a todos los niveles y marcado las tendencias que se han centrado principalmente en las fuentes de energía renovables en los últimos años. En el mundo, alrededor del 20 % de la electricidad se produce utilizando la energía de los flujos de agua, es decir una potencia total instalada de 720 GW [3]. Por lo existen numerosos ejemplos de desarrollo de turbinas hidroeléctricas con una correcta utilización de la metodología para el cálculo de los parámetros necesarios para la selección de la misma. En [3] existen puntos de encuentro con este trabajo que más tarde se pondrán de manifiesto, aunque su estudio está limitado a potencias muy bajas y caudales muy variables durante todo el año. Se debe acotar que su solución de mantener fija la entrada de agua para mantener mayor eficiencia, va en

detrimento de algunos parámetros eléctricos como es la frecuencia que cuando la central trabaja en régimen aislado es para considerar.

Otro ejemplo de desarrollo de turbinas hidroeléctricas es el novedoso proyecto de las turbinas ALDEN con una eficiencia 93,6 %, que, aunque posee altos costes cuesta un 39 % más que su análoga turbina Francis, y un 35 % más que una unidad MGR Kaplan-Bulb es sumamente amigable con el medio ambiente sobre todo reduciendo la mortalidad en los peces [4]. En el trabajo [5] con el tema de la necesidad de modernización y la creación de nuevas estrategias de explotación de las instalaciones hidroeléctricas, prevalecen los métodos que no aumentan la presión hidromorfológica sobre los cuerpos de agua como por ejemplo concentrando el flujo durante ventanillas operativas más cortas, sin cambios en el flujo anual total. Entre los inconvenientes destaca aumento del caudal implica un aumento del tamaño del canal, la capacidad de conducción y por lo tanto nuevas estructuras hidráulicas para evitar posibles daños, lo que obviamente dispara los costos. Los que se justifican con medidas que hacen que las centrales hidroeléctricas sean más flexibles, capaces de satisfacer las demandas máximas de energía a través del aumento de la potencia instalada, y al mismo tiempo que reducen o detienen la generación cuando hay un excedente de energía renovable. De ahí la importancia de un correcto estudio de factibilidad.

Los sitios de baja carga y potencia requieren de la mayor precisión en la determinación de la carga y el gasto de diseño para lograr que sean económicamente factibles, pues el costo de inversión por kW, de acuerdo a la evidencia nacional e internacional, aumenta en la medida que la potencia disminuye. La optimización de los proyectos de inversión, entonces, constituye una necesidad para que estos proyectos sean económicamente viables como se plantea en [6]. En diferentes regiones existen ejemplos prácticos de estudios profundos que combinan un adecuado balance entre la parte económica, ambiental y técnica como el de Bangladesh [7], claro que es justo señalar que en el caso que atañe en el presente artículo, no es necesario el estudio ambiental, ya que la obra civil existe y se encuentra en explotación. En otro ejemplo se hace un profundo estudio de la misma localidad de Bangladesh lo que está más enfocado en la selección, diseño y modelación de una turbina con características específicas ya que es una turbina hidrocinética de apoyo a una central ya existente en el área. Tras culminado el estudio se da como resultado 12,2 Mwatt tentativamente adicionales donde se aprovechan facilidades civiles existentes, lo que minimiza el impacto al medio ambiente y se observan las ventajas de aumentar la producción de energía mediante la implementación del sistema hidroeléctrico de ciclo combinado [8]. En el artículo Kenneth E. Okedu [9] se caracteriza por un fuerte estudio del terreno y del cuerpo de agua que este ocupa, para la aplicación de una metodología con la obtención de parámetros de selección y diseño de la turbina para su correcta explotación, debido a las muy particulares características de la región.

Estudios abordan sobre la posibilidad de combinar de forma híbrida la energía hidráulica con otras formas de fuentes renovables de energía como la fotovoltaica [10], claro que en este tipo de instalaciones es importante el conocimiento de las facilidades en cuanto a terreno para no incurrir en gastos innecesarios. En busca de sostenibilidad y aprovechamiento de potencialidades existen de centrales que aprovechan el flujo de aguas residuales [11], en este caso es importante evaluar la viabilidad económica de este proyecto, ya que debido a los bajos niveles de flujo, se caracteriza por ser a micro escala.

En la región de las Américas, desarrolladas por la Universidad de Córdoba en Argentina, existen iniciativas para dar solución con bajos costes a las necesidades locales de generación eléctrica con micro centrales hidroeléctricas [12]. Buscando la sostenibilidad de proyectos locales, por supuesto existen innumerables ejemplos en esta región de uso de este tipo de energía a pequeña y gran escala. Cuba no se queda atrás y ha desarrollado una política acorde a estos intereses, existen 125 instalaciones hidroeléctricas a filo de agua. De ellas, 117 están diseñadas para que sólo funcionen de manera aislada. Se han identificado proyectos a ser evaluados o ejecutados en el corto, mediano y largo plazo de construcción o rehabilitación de seis centrales a filo de agua de baja potencia para ser conectadas al sistema eléctrico nacional [SEN] según Luis Gutiérrez Urdaneta [6]

Este trabajo surge a raíz de que la pequeña central hidroeléctrica (PCH) del embalse, con un gasto nominal de 4,5 m<sup>3</sup>/s, funciona solamente por periodos del año muy cortos en dependencia del escurrimiento de los ríos que la abastecen y del llenado de la presa, aunque posee un gasto sanitario obligatorio de 1 m<sup>3</sup>/s, que era descargado directamente al río sin más, por lo cual se decide a través de la mini central hidroeléctrica MCH, mejorar el aprovechamiento energético de la central turbinando este gasto sanitario convirtiéndose en una MCH auxiliar, que opera cuando la PCH no puede hacerlo. Tiene como objetivo aprovechar, para la generación de electricidad el caudal mínimo destinado para los consumidores aledaños y el caudal sanitario que en estos momentos es imposible utilizar.

## Métodos

Para el control del proyecto se ha estructurado un algoritmo utilizando los conceptos básicos de las centrales hidroeléctricas [4 y 14] y otros que han sido resultados de investigaciones realizadas en este campo.

### Energía eléctrica anual que se puede generar

La potencia de la mini central está dada por la ecuación 1:

$$P = \frac{9,81 \cdot Q \cdot \gamma \cdot H \cdot \eta}{1000} \quad \text{kW} \quad (1)$$

El gasto de proyecto  $Q = 1 \text{ m}^3/\text{s}$  fue definido por los criterios dados anteriormente y para la carga de diseño  $H_d$  se tomó 26 m, que aunque no se corresponde con el valor medio, es el más frecuente durante el año. La eficiencia total de la central depende del tipo de turbina utilizada, de la eficiencia de la conductora y de la del generador eléctrico, ecuación 2:

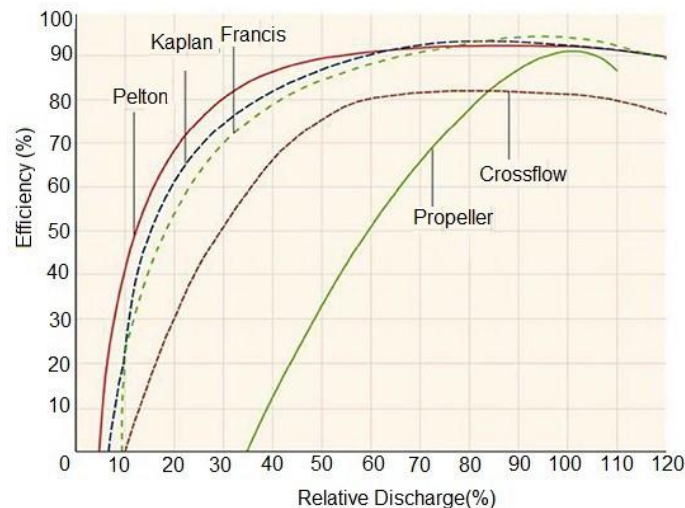
$$\eta = \eta_t \cdot \eta_{cond} \cdot \eta_{g.e} \quad (2)$$

Para los generadores eléctricos la eficiencia total es generalmente del orden del 97 % o superior. La eficiencia de la conductora está dada por la relación entre el salto neto que queda después de descontar las pérdidas de carga por rozamiento locales en las tuberías, accesorios y en la carga total o salto bruto, ecuación 3:

$$\eta_{cond} = \frac{H_B - \sum h_f}{H_B} \quad (3)$$

Generalmente las pérdidas de carga por rozamiento y locales no sobrepasan del 3 al -5 % de la carga total.

Para cualquier tipo de turbina, la eficiencia depende de las condiciones de operación. Si la central ha de trabajar con el gasto de proyecto la mayor parte del tiempo, entonces la turbina trabajará con eficiencia próxima a la eficiencia máxima, según se puede observar en la figura 1, tomada de [9], aparecen graficadas las eficiencias de los diferentes tipos de turbinas en función del porcentaje del gasto de operación con respecto al máximo de la turbina. Se observa que la turbina Pelton alcanza rápidamente altas eficiencias y la mantiene para un amplio rango de variación de caudal de operación, le siguen en orden la del tipo hélice con álabes ajustables, después la Francis y por último las de flujo cruzado y las de propela. Es importante tener esto presente cuando se proyectan centrales del tipo Aguas fluentes en las cuales el escurrimiento del río puede variar dentro de un amplio rango; en ese caso, para seleccionar el tipo de turbina debe tenerse en cuenta el rango de variación del caudal con respecto al de diseño.



**Fig.1.** Eficiencia en función del tipo de turbina y de la relación porcentual entre el caudal de trabajo y el máximo de la turbina. Fuente: adaptado de [9]

Para proyectos de mini y pequeñas centrales hidroeléctricas con embalses en las cuales las turbinas podrán trabajar con el caudal de proyecto o en un punto próximo a éste, Sulcy de Souza, et al [14] en su libro recomienda tomar para las mini y pequeñas centrales una eficiencia total de:  $\eta = 0,82 \%$ , lo cual se distribuye de la siguiente manera:

$$\eta_t = 0,89; \eta_{ge} = 0,97; \eta_{tub} = 0,96$$

Con los valores anteriores, la mini central tendrá una potencia de proyecto de:

$$P = 209,14 \text{ kW}$$

Energía total anual, ecuación 4:

$$E = P \cdot t \quad (4)$$

Siendo  $t$ , el tiempo en horas que la central trabaja en el año, se determina en función del factor de capacidad de la central, ecuación 5:

$$F.C. = \frac{\text{Energía total generada en el año}}{\text{Energía que teóricamente se pudiera generar}} = \frac{\text{Horas trabajadas en el año}}{\text{Horas que tiene el año}} \quad (5)$$

Según los registros estadísticos, la PCHC Céspedes trabaja como promedio alrededor de 5170 horas al año, lo cual arroja un factor de capacidad de:

$$F.C. = 0,59 \%$$

Por tanto, la mini hidroeléctrica auxiliar deberá trabajar las horas restantes, es decir:

$$h_{minihidro} = 3590 \text{ h/a}$$

La energía eléctrica que puede producir, sustituyendo en (4):

$$E = 209 (kW) \cdot 3590 \left(\frac{h}{a}\right) = 751,31 \frac{MWh}{a}$$

### Selección del número y tipo de turbina

La selección del número y tipo de turbinas depende de múltiples factores. Como se explicó anteriormente, en proyectos con embalses, cualquier tipo de turbina que se seleccione podrá tener alta eficiencia por lo que hay que recurrir a otros criterios. A partir de las leyes de la semejanza hidrodinámica se obtiene analíticamente el concepto de velocidad específica en función de tres parámetros de operación, en el caso de las turbinas hidráulicas son la potencia de la turbina (P), la carga total o salto hidráulico (H) y las revoluciones o número de vueltas por minuto obtenida (rpm) obtenido de [3], ecuación 5:

$$n_p = \frac{n \cdot \sqrt{P}}{H^{5/4}} \quad (5)$$

La velocidad específica dinámica (en función de la potencia) permite agrupar las turbinas dentro de rangos por semejanzas. Es decir, todas las turbinas cuyas combinaciones de los parámetros P, n y Q arrojen valor igual o aproximado de la velocidad específica son semejantes en su comportamiento dinámico.

Como puede apreciarse en la ecuación 5, la carga total o altura del salto tiene una marcada influencia en el valor de la velocidad específica, por lo cual generalmente se toma como un segundo parámetro a considerar cuando se tienen diferentes alternativas. Muchas tablas para la selección de turbinas se realizan en función de la velocidad específica y la altura del salto. En la tabla 1 obtenida de [14] es ejemplo de esto, en ella se presentan los rangos de velocidades específicas y alturas de salto para los principales tipos de turbinas. Posteriormente, a partir de los criterios de velocidad específica de ecuación 5 y salto hidráulico se realiza una selección del tipo de turbina que es necesaria para el proyecto, ya que son condiciones necesarias pero no suficiente.

**Tabla 1.** Velocidad específica y altura del salto para los diferentes tipos de turbinas. Fuente: [14]

Clasificación de las turbinas por la velocidad específica		
Tipo de Turbina	Velocidad Específica	Salto (m)
Pelton 1 inyector	< 35	Hasta 1400
Pelton 2 inyectores	17-50	400-800
Pelton 4 inyectores	24-70	100-400
Michell-Banki	29-220	10-260
Francis muy Lenta	55-70	200-400
Francis Media	120-200	50-100
Francis Veloz	200-300	25-50
Francis muy Veloz	300-450	15-25
Helice veloz	400-500	15-26
Kaplán lenta	270-500	15-50
Kaplán veloz	500-800	15-28
Kaplán muy veloz	800-1100	15-29

Nota: conversión de kilowatt a caballos de fuerza P-CV 1 kW = 1,36 CV

$$n_p = \frac{n \cdot \sqrt{P}}{H^{5/4}}$$

Por lo anteriormente planteado se deduce que pueden presentarse diferentes alternativas para el proyectista, como por ejemplo la cantidad de revoluciones a la que trabaja la turbina, valor que está vinculado con las revoluciones del generador eléctrico y el tipo de acoplamiento (directo o con multiplicador). Otro factor a tener en cuenta como la cantidad de turbinas que posee el proyecto es importante, ya que la potencia total de la central, debe dividirse entre la cantidad de elementos que la componen, y por lo tanto de cada turbina y a su vez cada una posee una velocidad específica determinada.

A continuación, se presentan en la tabla 2 los resultados de tres alternativas que pueden satisfacer el proyecto para la misma potencia y altura del salto, esta se deriva de la tabla 1.

**Tabla 2.** Tres alternativas para un mismo proyecto

Tipo de Turbina	H (m)	Pt kW)	nP	nt rpm)	nge	Nt
Michel Banki	26	104,5	114	583	900	2
Francis alta veloc.	26	209,0	258	900	900	1
Kaplan lenta	26	209,0	517	1800	1800	1

### Otros parámetros de operación y dimensiones de la turbina

Es práctica usual predecir el comportamiento y dimensiones de las turbinas hidráulicas a partir de los resultados obtenidos en un modelo semejante. La velocidad específica junto con otros criterios adimensionales de semejanza, conocidos por valores unitarios. Ejemplo de estos son: el gasto, las revoluciones, el momento en el eje de la turbina y la potencia, están dados por las siguientes formulas según [14], ecuaciones 6, 7, 8 y 9:

$$Q'_1 = \frac{Q}{D^2 \sqrt{H}} \tag{6}$$

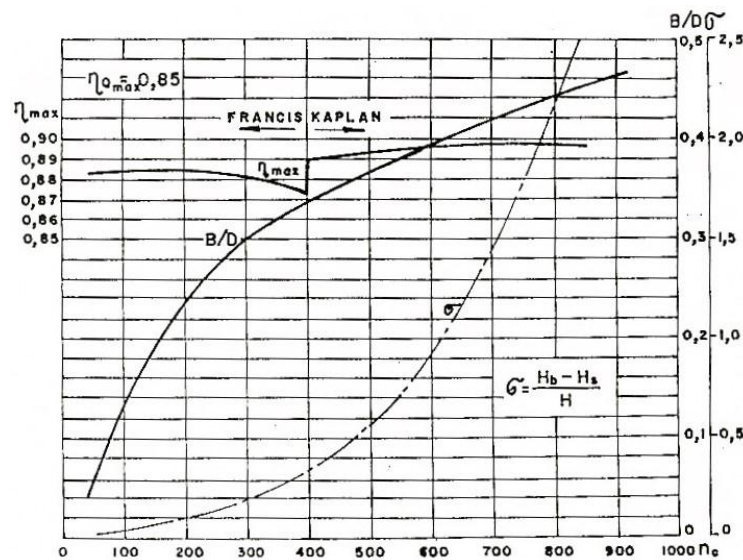
$$n'_1 = \frac{n \cdot D}{\sqrt{H}} \tag{7}$$

$$M'_1 = \frac{M}{D^3 \sqrt{H}} \tag{8}$$

$$P'_1 = \frac{P}{D^2 H \sqrt{H}} \tag{9}$$

Por ejemplo, el gasto unitario significa, el valor que deberá tomar el gasto de la turbina modelo cuyos restantes parámetros tienen valores unidad, para que la turbina que se analiza sea semejante a ella. Igual ocurre con las revoluciones (rpm), momento y potencia unitaria.

Para el proyecto o control de los parámetros de operación y diseño de las turbinas se utilizan los gráficos de las figuras 2 y 3:

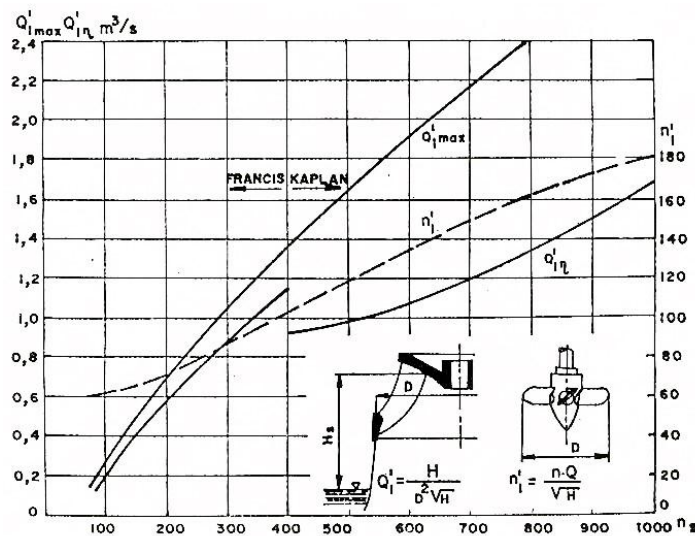


**Fig. 2.** Parámetros de operación en función de la velocidad específica. Fuente: adaptado de [14]

En la figura 2 con la velocidad específica  $\eta_s = 258$  se obtienen los siguientes datos: eficiencia máxima:  $\eta_{max} = 0,884$ , la relación alto/diámetro del rodete  $B/D = 0,27$  y el parámetro de cavitación  $\sigma = 0,15$

En la figura 3 con  $\eta_s = 258$ , se obtiene que las revoluciones unitarias:  $n'_1 = 80 \text{ rpm}$  y el gasto unitario:  $Q'_1 = 0,9 \text{ m}^3/\text{s}$ . Por lo que sustituyendo valores en la ecuación 6:

$$0,9 = \frac{1}{D^2 \sqrt{26}} \rightarrow D^2 = \frac{1}{0,9 \cdot \sqrt{26}} \text{ Diámetro medio del rodete: } D = 0,47 \text{ m}$$



**Fig. 3.** Principales dimensiones del rodete en función de la velocidad específica y los parámetros unitarios. Fuente: adaptado de [14]

Con lo anteriormente expuesto se obtiene la altura del rodete a la entrada:

Con la relación  $B/D = 0,27$ :

$B = 0,27 \cdot D = 0,136$  m es la altura máxima que podrá alcanzar el tubo de succión

Por la definición del parámetro de cavitación  $\sigma$ , ecuación 10:

$$\sigma = \frac{H_b - H_s}{H} \quad (10)$$

$H_b = 10$  m columna de agua, carga correspondiente a la presión barométrica local, con la altura  $H = 26$  m carga de proyecto y con el parámetro de cavitación calculado ( $\sigma = 0,15$ ) se obtiene:

$$H_s = H_b - \sigma \cdot H = 6,1 \text{ m}$$

Es decir, la carga hidráulica total al comienzo del tubo difusor es de  $H_s = 6,1$  m, por lo que, la altura geométrica debe ser menor dependiendo de la eficiencia del tubo de succión. Generalmente la eficiencia del tubo de succión es del orden del 85 %, por tanto, tomando ese valor, se obtiene que:

$$Z_{dif} < 0,85 \cdot 6,1 = 5,2 \text{ m}$$

### Control del tiempo de cierre del regulador para evitar el golpe de ariete

El golpe de ariete, es un fenómeno completamente indeseable, que se produce cuando toda o parte de la energía cinética del agua se transforma súbitamente en aumento de la presión en la tubería, debido al cierre de una válvula o el distribuidor de la turbina, que puede llegar a alcanzar valores superiores al permitido por la tubería [15]. Para evitarlo es importante en el cálculo del tiempo de cierre del regulador dado por la relación entre el espacio recorrido y la velocidad de propagación del sonido en el agua, ecuación 11.

$$T_a = \frac{2L}{a_s} \text{ (s)} \quad (11)$$

La velocidad del sonido en el agua en tuberías de acero en función del diámetro y el espesor está dada por, ecuación 12:

$$a_s = \frac{1412}{\left(1 + \frac{d}{100 \cdot e}\right)^{1/2}} \quad (12)$$

Normalmente este valor está entre 1200 y 1400 m/s, este último para tuberías de gran espesor.

En la producción y magnitud del golpe de ariete también influye el tiempo de aceleración hidráulico o constante de tiempo de la tubería. Es el tiempo que tarda el agua en pasar desde el reposo hasta la velocidad de régimen estacionario (o viceversa), está dado por la ecuación 13:

$$T_H = \frac{L \cdot V}{g \cdot H} \text{ (s)} \quad (13)$$

Si:  $\frac{L \cdot V}{H} \leq 20$  El embalse hace la función de chimenea de equilibrio o cámara de carga.

Debido a la inercia de las masas de la turbina, el generador y el volante (si lo tiene), es necesario tener en cuenta el tiempo para que dichas masas alcancen la velocidad de régimen a la potencia de trabajo (o para llevarlas al reposo si está trabajando). Dicho tiempo recibe el nombre de constante dinámica del grupo y está dado por la ecuación 14:

$$T_D = \frac{G \cdot D^2 \cdot n^2}{364 \cdot 755 \cdot g \cdot P} \text{ (s)} \quad (14)$$

Durante la operación de las turbinas el sistema de regulación automática debe garantizar que el cambio de régimen para adaptar la potencia con la demanda se produzca de forma lo suficientemente rápida, para que no existan grandes variaciones de la frecuencia energía eléctrica generada al aumentar o disminuir la carga, pero garantizar que no sea tan rápida que se pueda producir el golpe de ariete. El tiempo de cierre del regulador ( $T_c$ ) es el parámetro a controlar, el cual debe guardar determinadas relaciones con los restantes parámetros, ecuación 15:

$$T_c > T_D > T_H \quad (15)$$

Aunque se logre el cierre siguiendo el criterio anterior, siempre se produce un aumento de la presión y variación de la velocidad del grupo, lo cual debe controlarse. Según Jiandong Tong, Small Hydraulic Turbine, Hangzhou International Center, República Popular China, 1996, p. 47, plantea que para turbinas de reacción se acepta hasta un 70 % de aumento de presión por el golpe de ariete, ecuación 16:

$$\xi = \frac{H + h^*}{H} = 1,7 \quad 170 \% \quad (16)$$

Y un aumento (o disminución) temporal de la velocidad de hasta el 50 %

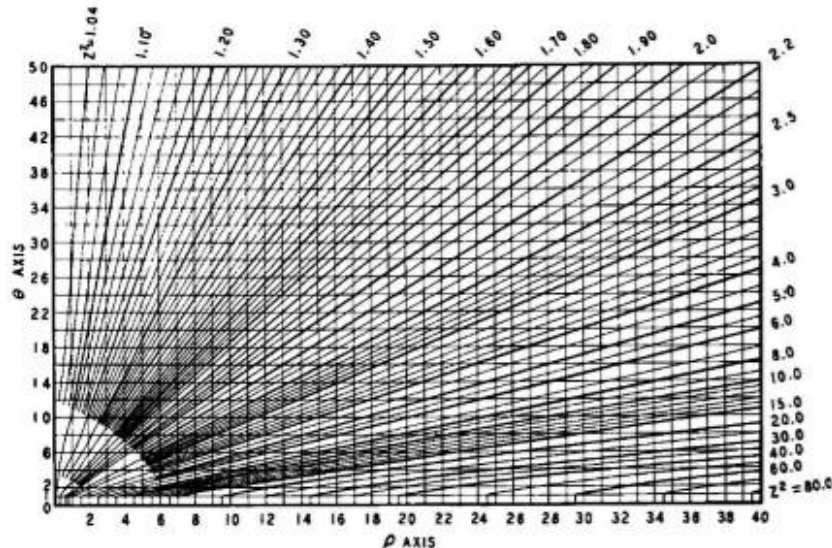
$$\beta = \frac{n_n - n}{n_n} = 0,5 \text{ (50 \%)} \quad (17)$$



Existen fórmulas semiempíricas y gráficos para determinar el aumento máximo de la presión, uno de ellos es el método gráfico de Allievi, figura 4, modificado por [15] en función de dos parámetros adimensionales:  $\rho$  de la tubería y  $\theta$  del sistema de control, ecuaciones 18 y 19:

$$\rho = \frac{a \cdot V_0}{2, g, H} \quad (18)$$

$$\theta = \frac{a T_c}{2L} \quad (19)$$



Allievi diagram. Maximum pressure rise for uniform gate motion and simple conduits (for large values of  $\rho$  and  $\theta$ )

**Fig. 4.** Diagrama de Allievi. Elevación de la presión para cierre gradual del distribuidor. Fuente: [16]

Con los datos del proyecto y los ofrecidos por el fabricante de la turbina seleccionada:

$P = 209$  kW (284 CV);  $n = 900$  rpm;  $L_{\text{tubería}} = 87$  m;  $D_{\text{tubería}} = 1,2$  m;  $GD2 = 190,6$  kgf-m<sup>2</sup>;  $a = 1300$  m/s

Se obtuvieron los siguientes resultados:

En (11):  $T_a = 0,13$  s

En (13):  $T_H = 0,3$  s

En (14):  $T_D = 2,01$  s

Debe cumplirse una primera condición:

En (15):  $T_C > 2,01$  s

Tomando para el cierre del regulador un valor ligeramente superior, por ejemplo:  $T_C = 2,5$  s

En (19):  $\theta = 19$

En (18):  $\rho = 2,2$

En el gráfico de Allievi, figura 4 se observa que para un tiempo de cierre total del distribuidor de 2,5 s la elevación de la presión es:

$\frac{H+h^*}{h} \approx 1,15$ . Es decir, solo alcanza hasta el 15 %, por lo tanto si se mantienen estos parámetros no se producirá golpe de ariete.

## Resultados y Discusión

A manera de comparación con resultados reportados en la literatura, se puede citar a M. Prodanović [3] se utilizaron parámetros como la velocidad específica y la altura del salto hidráulico para la selección de la turbina que son puntos de encuentro con su trabajo, obteniendo como resultado la tabla 2 donde se puede comprobar que tres tipos de turbinas diferentes pueden cumplir con suficiente precisión los requisitos, para garantizar la potencia requerida por la central. Para ello el proyectista debe decidir si utiliza la variante con dos turbinas Michel Banki (Ossberger) y multiplicador de revoluciones con relación 1/1,6; una turbina Francis de alta velocidad con acoplamiento directo a 900 rpm o una turbina Kaplan lenta de baja velocidad a 1800 rpm.

Las primeras turbinas son de impulso, de construcción sencilla, pero en este caso tienen como desventaja que es necesario usar dos grupos turbina-generator lo cual encarece el costo del proyecto, como se puede apreciar en la ecuación 20, lo cual le resta viabilidad al proyecto según Gutierrez Urdaneta [6].

Aunque la utilización de más de un grupo puede ser una ventaja, si se tratara de una central imprescindible que debe garantizar una determinada generación, para lo cual dos grupos ofrecen mayor garantía que uno;

también sería un factor definitorio si se tratase de una central del tipo Aguas fluentes en la que la utilización de un grupo o dos estaría en dependencia del escurrimiento del río para lograr en cada momento una mayor eficiencia global de la central pero no es el caso, además esta selección aumentaría la huella ecológica del proyecto, lo que afecta su factibilidad.

Según [11], las turbinas Francis y Kaplan, que son del tipo de reacción a diferencia de las de impulso, funcionan llenas de agua, convirtiendo parte de la energía del salto en su paso por la voluta y el rodete en trabajo útil, el excedente de energía cinética, que puede, con auxilio del tubo de succión a la salida de la turbina convertir esa energía en salto útil, con lo cual se logra aumentar la carga total utilizada por la turbina. Esto representa una ventaja en centrales con saltos de poca altura.

Teniendo en cuenta lo anterior se optó por el tipo de turbina de reacción para el salto hidráulico  $H = 26$  m. Se observó que la turbina de reacción más adecuada es la Francis veloz ( $n_P = 200-300$ ). Esto se logra con la selección adecuada del número de revoluciones. Mediante un proceso de aproximación y control de la velocidad sincrónica del generador, se pudo comprobar que para  $\eta_{ge} = 900$  rpm (4 pares de polos) y acoplamiento directo, eliminando pérdidas por este concepto, con la turbina se obtiene en la ecuación [5]:  $n_p = 209$

Y al mismo tiempo se satisface la condición del salto hidráulico  $H = 26$  m ya que 25-50 m según tabla 1.

Mediante la utilización de criterios de semejanzas Zulcy de Sousa et al [14] y nomogramas desarrollados por M. Prodanović [3] y control de las turbinas hidráulicas, se comprueba que el valor de la eficiencia con que deberá trabajar la turbina  $\eta_t = 0,885$  es muy próxima a la asumida inicialmente.

El control de la selección de las dimensiones del rodete y del tubo de succión para la 5a turbina china Francis horizontal de la serie HL250-WJ-42 o similar, con generador de 4 pares de polos a 60 Hz (900 rpm) con acoplamiento directo cumple con las características de la turbina del proyecto. Según Jiandong Tong, Small Hydraulic Turbine, Hangzhou International Center, República Popular China, 1996, en la tabla 16, p. 86 (ajustada para 60 HZ) y se obtiene:

50 HZ			60HZ		
H (m)	Q (m <sup>3</sup> /s)	P (kW)	H (m)	Q (m <sup>3</sup> /s)	P (kW)
14,2	0,783	85	20,50	0,94	147
16,5	0,877	112	23,80	1,05	194
18,7	0,980	140	26,93	1,18	242
21,8	1,080	178	31,40	1,30	307
26,0	1,140	221	37,40	1,37	381

Se observa que esta turbina tiene un diapason de trabajo bastante amplio que cubre el salto, caudal y potencia del proyecto y está localizable en el catálogo de productos de la empresa Troyer disponible en <https://www.troyer.it/es/products/turbinas>

El control del golpe de ariete por el cierre del distribuidor arroja que la turbina trabaja con seguridad para un tiempo mínimo mayor a 2,1 s. Para un cierre de 2,5 s la elevación de la presión es de alrededor del 15 %, mucho menor que el máximo permitido para este tipo de turbina.

La principal limitación de este estudio es no haber profundizado en el impacto medioambiental, pero al aprovechar las facilidades constructivas existentes este se minimiza o anula, por lo que no se evaluó y la otra fue la no utilización de ninguno de los software existentes para los cálculos en el mercado, como los utilizados en Twyman [15] debido a su altos precios.

## Conclusiones

Fue usado un método alternativo para la selección de una turbina adecuada con las características necesarias, teniendo una coincidencia por encima del 95 % del proyecto inicial.

Se obtuvieron valores como los tiempos de cierre del regulador que garantizan el correcto funcionamiento de la instalación (MH).

## Referencias

- Ball I, Berg L, Buiting M, Courret D. Tecnologías de pequeña energía hidroeléctrica - Innovaciones europeas de vanguardia. Munich, Alemania: WIP Renewable Energies; 2020 [https://www.hyposo.eu/HYPOSO\\_Publications/HYPOSO\\_Handbook\\_Spanish\\_final.pdf](https://www.hyposo.eu/HYPOSO_Publications/HYPOSO_Handbook_Spanish_final.pdf)
- Monirul Islam M, Ashfaq A, Salman R, Hemal C, Tamal C, Piyal C, Sadiq MS, Young Kwon P. An overview of the hydropower production potential in Bangladesh to meet the energy requirements. Environ. Eng. Res. 2021;26(6):200514.
- Prodanović M, Miltenović A, Nikodijević M. Determination of operating parameters of turbines for micro hydroelectric power plants for optimal use of hydropower. In: 9<sup>th</sup> International Scientific Conference - Research and Development of Mechanical Elements and Systems-IRMES 2019 Kragujevac, Serbia: IOP Publish Ltd IOP; 2019 <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/659/1/012046/pdf>
- Quaranta E, Pérez Díaz JI, Romero Gomez P, Pistocchi AT. Environmentally Enhanced Turbines for Hydropower Plants: Current Technology and Future Perspective. Frontiers in Energy Research. 2021;9. DOI:10.3389/fenrg.2021.703106
- Quaranta E, Aggidis G, Boes RM, Comoglio C, De Michele C, Ritesh Patro E, et al. Assessing the energy potential of modernizing the European hydropower fleet. Energy Conversion



- and Management. 2021;246. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114655>
6. Gutiérrez Urdaneta, MA. Flujo y carga de diseño óptimos para los proyectos hidroenergéticos a filo de agua. *Ingeniería Hidráulica y Ambiental*. 2020;41(2):85-99.
  7. Monirul Islam M, Ashfaq A, Salman R, Hemal C, Tamal C, Piyal C, et al. An overview of the hydropower production potential. *Environ. Eng.* 2021; 26(6):200514.
  8. Hossain FS, Rahman T, Mamun AA, Mannan OB, Altaf-UI-Amin M. An approach to increase the power output of Karnafuli Hydroelectric Power Station: A step to sustainable development in Bangladesh's energy sector. *PLOS ONE*. 2021;16(10):e0257645. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0257645>
  9. Okedu KE, Al Siyabi MS. Harnessing Hydropower Potential in Desert Regions: The Case of Wadi Dayqah Dam, Quriyat, Oman. *Front Water*. 2021;3:686856. DOI: 10.3389/frwa.2021.686856.
  10. Llácer Iglesias RM, López Jiménez PA, Pérez Sánchez M. Hydropower Technology for Sustainable Energy Generation in Wastewater Systems: Learning from the Experience. *Water*. 2021;13:3259. <https://doi.org/10.3390/w13223259>
  11. Popa B, Nedelcu O, Popa F, Ahmad Rashid K, Tică, EI. Small Hydropower Plant for Sustainable Electricity from RES Mix. *Sustainability*. 2021;13:12402. <https://doi.org/10.3390/su132212402>
  12. Reynaa T, Lábaqueb M, Reynac S, Rihad C, Irazustae B. Energía mini y micro hidráulica: aporte contra el Cambio Climático. In: V Jornadas de Ingeniería del Agua. Línea temática B | Hidrología, usos y gestión del agua. Riegos. Energía hidroeléctrica; 2017. <http://www.ingenieriadelaagua.com/2004/JIA/Jia2017/wpcontent/uploads/ponencias/posters/rb9.pdf>
  13. Gutiérrez L, Urdaneta L, Peña Pupo L, Hidalgo González R. Determinación de la carga de diseño en los proyectos hidroenergéticos a pie de presa. *Ingeniería Hidráulica y Ambiental*. 2019;XL(3):126-140.
  14. de Sousa Z, Enrique Moreira A. Centrales Hidroeléctricas. Ed. tercera. Rio Janeiro, Brasil: Editorial Interciencia; 2018
  15. Twyman, J. Golpe de ariete en una red de tuberías debido al cierre rápido de una válvula. *Rev. ing. Constr.*;2018;33(2):193-200. <http://dx.doi.org/10.4067/S0718-50732018000200193>
  16. Guevara Rodríguez G, Vargas Obando A, Quesada Chanto JI. Prevención del golpe de ariete mediante el control del tiempo de cierre, al usar válvulas hidráulicas automatizadas. *Revista Tecnología en Marcha*. 2021;34(1):143-154. <https://doi.org/10.18845/tm.v34i1.4821>

### Conflicto de intereses

Los autores declaran que no existen conflictos de intereses

### Contribución de los autores

**Bonny Pérez Cantillo.** <https://orcid.org/0000-0002-6115-2599>

Trabajó en todas las áreas del estudio. Realizó contribuciones en el análisis e interpretación de todos los datos obtenidos haciendo considerables aportes en la obtención de los resultados en general. Participó en la búsqueda de información, en el diseño de la investigación, en la recolección de los datos y los análisis de los diferentes resultados. Participó en la revisión crítica del contenido, en la redacción y aprobación del trabajo final.

**Luis García Faure.** <https://orcid.org/0000-0003-1237-3915>

Trabajó en la búsqueda de información, en el diseño de la investigación, en parte importante de obtención de los objetivos del trabajo, destacando en la selección de turbina y otros parámetros, análisis de los resultados. Participó en la revisión crítica del contenido, en la redacción y aprobación del trabajo final.

**Julio Fong Barrio.** <https://orcid.org/0000-0002-1207-6526>

Participó en la búsqueda de información, en el diseño de la investigación, destacándose en la obtención de parámetros del regulador análisis de los resultados. Participó en la revisión crítica del contenido, en la redacción y aprobación del trabajo final.

**Hugo Rafael Domínguez Abreu.** <https://orcid.org/0000-0002-7564-3698>

Trabajó en la búsqueda de información, en el diseño de la investigación, destacándose en la obtención de parámetros del regulador, análisis de los resultados Participó en la revisión crítica del contenido, en la redacción y aprobación del trabajo final.

**Leonardo Peña Pupo.** <https://orcid.org/0000-0003-3779-9576>

Participó en la búsqueda de información, en el diseño de la investigación, análisis de los resultados. Participó en la revisión crítica del contenido, en la redacción y aprobación del trabajo final.