

**Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's.
Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.**

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020

**Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's.
Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.**

Castro-Valdivia, D. (Ing. de Caminos, Ph.D.)¹. Carías, K. (Ing. Civil, M.Sc.)²

RESUMEN

El proyecto Hidroeléctrica Mopá, al igual que muchas PCH's, abordó la decisión de elegir entre dos alternativas de turbina (Francis y Flujo Cruzado) antes de iniciar su construcción. El promotor y su ingeniería elaboraron varios modelos energéticos y económicos para la elección de uno u otro tipo de turbina, y decidieron, tras discutir ampliamente dichos modelos, instalar una turbina de Flujo Cruzado.

Es bien conocido que las turbinas Francis presentan una mayor eficiencia en sus caudales nominales y que en general no precisan de la instalación de cajas multiplicadoras, frente a las turbinas de Flujo Cruzado. Por el contrario, las segundas presentan mejores rendimientos a cargas parciales, un caudal mínimo técnico más reducido y, en general, costos más bajos de fabricación y montaje.

Se pretende en este artículo revisar el caso de estudio PCH Mopá y, a partir de esa revisión, generalizar los conceptos a considerar en la selección entre turbinas Francis y de Flujo Cruzado en PCH's, cuando esto sea aplicable.

Además, se realiza un contraste entre los resultados teóricos empleados para decidir en el caso de estudio y el desempeño real de la planta una vez construida en su primer año representativo de generación.

Palabras clave:

Selección de turbina, turbina de Flujo Cruzado, turbina Francis, Pequeña Central Hidroeléctrica.

ABSTRACT

“Selection between Francis and Cross Flow Turbine for SHPP. Revision of study case SHPP Mopá, Guatemala.”

Mopá hydropower plant, as many other SHPP, faced the selection of its hydraulic turbine between a Francis and a Cross Flow option before beginning its construction. The developer and the engineering firm drafted several energy and economical models to make the decision between both kind of turbines, and, after a deep discussion, finally decided to install a Cross Flow turbine.

Is well known that Francis turbines are more efficient around their design flow and, in general terms, don't need to install gearbox. On the other hand, Cross Flow turbines have higher efficiencies at partial flows, a lower minimum flow and lower costs of manufacturing and installation.

This paper reviews the study case SHPP Mopá, and after this, provides the concepts to analyze for a proper selection between Francis and Cross Flow turbine, when applicable.

Also, the paper submits and discusses the theoretical results employed in the study case and the real performance of the plant, once it has operated during a full representative year.

Keywords:

Turbine selection, Cross Flow turbine, Francis turbine, Small Hydro Power Project.

¹ David Castro Valdivia es Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos, Especialidad en Hidráulica y Energética, Universidad Politécnica de Madrid (2001) y Doctor *cum laude* en el programa de Ingeniería de la Construcción, Universidad Alfonso X el Sabio (Madrid, 2017).

² Kevin Hiram Carías Villalta es Ingeniero Civil, Universidad Nacional Autónoma de Honduras (2003), Máster en Energías Renovables, Universidad de León, (2008) y Máster en Ingeniería del Agua, Universidad de A Coruña (2012).

Mail para contactar a los autores: investiga@qanatingeneria.com

Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's. Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020

INTRODUCCIÓN

El proceso de selección de la(s) turbina(s) y dimensionamiento del caudal en una Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) ha sido analizado y descrito por la bibliografía para los tres tipos más comunes de turbinas: Pelton (TP), Kaplan (TK) y Francis (TF). Sin embargo, muchas PCH's tienen características aplicables para seleccionar una turbina de Flujo Cruzado (TFC) en sustitución de, generalmente, una TF. En muchos casos, la alternativa TFC es desechada por ingenieros, consultores y promotores por la falta de bibliografía al respecto, que les impide tener las herramientas adecuadas para realizar el análisis. En un reducido número de casos, se realizan análisis muy someros de esta opción, tomándose decisiones con menos profundidad de la que sería deseable.

El presente artículo pretende describir el proceso de análisis para efectuar la selección entre una turbina Francis y una turbina de Flujo Cruzado, considerando que el dimensionamiento de la PCH ya está fijado (caudal, salto bruto y neto, características de la conducción forzada y cotas en la restitución).

Se describe, en primer lugar, el proceso seguido en un caso de estudio, Hidroeléctrica Mopá, situada en Flores Costa Cuca, Quetzaltenango, Guatemala, que finalmente instaló una TFC y que se encuentra en operación desde noviembre de 2016 y constituye un caso especialmente bien documentado.

Posteriormente, se realizó un análisis *ex post facto* de las decisiones tomadas en el caso de estudio, identificando en primer lugar los errores cometidos durante el proceso de decisión y analizando el desempeño de la PCH en 2019 frente al desempeño hipotético que hubiese tenido de haberse instalado una TF en vez de una TFC. Así mismo, se realizó un análisis económico del desempeño de 2019 considerando su pertenencia al mercado eléctrico de Guatemala, con las particularidades que ello conlleva.

Y finalmente, se formuló un procedimiento general para la selección de turbina entre alternativas TF y TFC, suponiendo que las características fundamentales de la PCH están definidas y el análisis se circunscribe exclusivamente a seleccionar una turbina entre dos alternativas TF y TFC.

Los autores, dedicados a la consultoría de centrales hidroeléctricas desde 2003 (Castro-Valdivia, D.) y desde 2009 (Carías, K) han decidido desarrollar este artículo porque consideran que el proceso de selección entre TF y TFC no está debidamente documentado en la bibliografía, lo que ha llevado a tomar decisiones de selección a los promotores que podrían ser optimizadas y mejoradas. Esto, en algunos casos, conduciría a un mejor aprovechamiento del recurso hídrico y a una mejor rentabilidad de las PCH's, contribuyendo a mejorar la penetración de las PCH's en la matriz energética global, lo que redundaría en una pequeña pero necesaria aportación en el esfuerzo global de descarbonización de la economía.

Por tanto, se existiendo una laguna bibliográfica para este proceso de selección, es pertinente la redacción del presente artículo para permitir realizar una adecuada selección de turbina, sirviendo como base un caso de estudio completo y bien documentado.

MATERIAL Y MÉTODOS

Material de investigación

Para la elaboración del presente artículo, se ha investigado a partir del siguiente material inédito:

Anónimo. (2009). *Estudio de Prefactibilidad de Hidroeléctrica Mopá*. Guatemala.

Cink Hydro-Energy. (2014a). *Características técnicas de Turbina de Flujo Cruzado, caja multiplicadora y generador instalada en Mopá*. Karlovy Vary.

Cink Hydro-Energy. (2014b). *Características técnicas de turbina Francis y generador estudiados como alternativa para instalar en Hidroeléctrica Mopá*. Karlovy Vary.

Hidraes Ingenieros Consultores, S.A. (2013). *Estudio de Factibilidad de Hidroeléctrica Mopá*. Guatemala.

Hidraes Ingenieros Consultores, S.A. (2014). *Diseño Final de Hidroeléctrica Mopá*. Guatemala.

Solaris Energy. (24 de enero de 2020). Lectura cuartohoraria del 2019 del contador de

Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's. Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020

energía del punto frontera de Hidroeléctrica Mopá. Guatemala.

Trafo Elettro. (2014). *Características del transformador de potencia de Hidroeléctrica Mopá*. Montecchio Maggione.

Asimismo, se ha consultado el material publicado listado en la Bibliografía.

Salto útil ⁴	55.60 m (TF), 53.20 m (TFC)
Caudal de diseño	2.4 m ³ /s

La compañía Hidraes tomó a su cargo el proyecto en 2014, elaborando diversos estudios y acometiendo la construcción de la misma bajo la modalidad EPCm⁵, así como la posterior explotación de la central.

DESCRIPCIÓN DE HIDROELÉCTRICA MOPÁ

Hidroeléctrica Mopá es una planta hidroeléctrica a filo de agua ubicada en Flores Costa Cuca, Quetzaltenango, Guatemala, sobre el río del mismo nombre.

Fue construida en los años 30 del siglo XX, por la mercantil Kreyker y Cía. En los años 70, la planta sufrió un incendio y fue abandonada por completo. Finalmente, en el año 2014 la compañía Hidraes se hace cargo del proyecto de rehabilitación de la planta, que entra en operación en noviembre de 2016.

La central consta de los siguientes elementos (Hidraes, 2014):

- Presa de mampostería (original) de 6.15 m de altura sobre el lecho del río.
- Canal de conducción de 2,111 m de longitud y pendiente del 1.5 por mil, revestido de concreto, con dos secciones tipo que se alternan según la topografía: rectangular y trapezoidal.
- Cámara de carga de 15 x 10 m.
- Tubería forzada de 99 m de longitud, de acero al carbono soldado helicoidalmente, de 1,219 mm de diámetro exterior y 12 mm de espesor.
- Casa de máquinas.

Los datos básicos de la planta son:

Tabla 1 | Características de PCH Mopá (Hidraes, 2014).

Salto bruto ³	59.50 m
--------------------------	---------

³ Diferencia de cota entre lámina de agua en la toma y lámina de agua en la salida del canal de restitución.

⁴ Diferencia de cota entre lámina de agua en la cámara de carga y lámina de agua en la salida del canal de restitución (TF) o cota del eje de la turbina (TFC).

METODOLOGÍA

Se revisó todo el material de investigación, realizando cálculos de comprobación.

Se formuló una corrección respecto a (Hidraes, 2014) y se estiman los resultados corregidos que debieron haber obtenido.

Se definió el concepto “valorización” de energía.

Se analizó el desempeño de PCH Mopá en 2019. Se dedujeron caudales a partir de lecturas de energía y se calculó la energía que hubiese producido una TF en su lugar.

Por último, se formuló el proceso de selección entre TFC y TF, se extrajeron resultados y se discutieron.

A) Estudio de Prefactibilidad (Anónimo, 2009)

El Estudio de Prefactibilidad parte de un modelo hidrológico cuya discusión no es objeto del presente artículo El caudal medio calculado es de 1.6 m³/s.

Asimismo, parte de unos valores de salto medidos con estación total.

Calcula la potencia por medio de la expresión simplificada

Expresión 1 | Potencia (Anónimo, 2009).

$$P = 8.5 \cdot Q \cdot H$$

siendo

Tabla 2 | Variables de potencia (Anónimo, 2009).

P	potencia en bornes transformador [kW]
---	---------------------------------------

⁵ *Engineering, procurement and construction management.*

Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's. Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020

Q	caudal de equipo [m ³ /s]
H _n	salto neto [m]

Determina el salto bruto como la diferencia entre la lámina de agua en la cámara de carga y la cota en el eje de las turbinas Francis, en 53.20 m. Estima las pérdidas de carga sin justificación en 3.2 m. Estima el salto neto por diferencia de lo anterior, H = 50 m.

Recomienda sin justificación la disposición de dos turbinas Francis 1.2 m³/s de caudal y 500 kW de potencia mecánica en eje cada una

Calcula la potencia instalada de la planta, estableciéndola en 1,000 kW, por medio de la suma de la potencia de los generadores instalados.

Calcula la producción media anual basándose en un modelo de regulación de embalse (embalse que no existe), funcionando las turbinas a caudal de equipo durante una serie de horas, para intentar optimizar la eficiencia de las máquinas, obviando además el caudal ecológico.

Estima la generación (antes de indisponibilidades) en 4,399.1 MWh/año.

Para esta cifra de generación, asume que la turbina trabaja siempre a su eficiencia nominal (91.5%).

Tabla 3 | Datos PCH Mopá (Anónimo, 2009)

Potencia instalada	1,000 kW
Generación anual bruta	4,399.1 MWh
Factor de planta	50 %

B) Estudio de Factibilidad (Hidraes, 2013)

Realiza un nuevo modelo hidrológico, cuyos resultados se exponen en la Tabla 4 y Figura 1.

Tabla 4 | Resultados de hidrología (Hidraes, 2013).

Año	Caudal medio	Aportación Anual
P50	1.97 m ³ /s	61.98 Hm ³
P90	1.07 m ³ /s	33.85 Hm ³

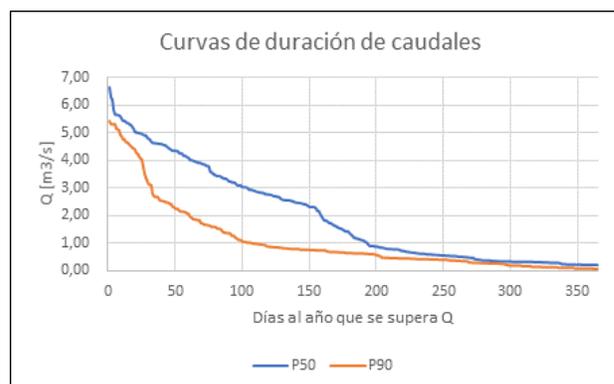


Figura 1 | Curvas de duración de caudales según probabilidad de excedencia P50 y P90 (Hidraes, 2013)

Se realiza un nuevo estudio topográfico con medios clásicos (estación total). Se definen los siguientes conceptos y se obtienen los siguientes resultados:

Salto bruto: diferencia entre lámina de agua en la toma y cota del eje de la turbina (supuesto 0.75 m por encima del suelo de casa de máquinas).

Salto útil: diferencia entre la lámina de agua en la cámara de carga y la cota del eje de la turbina.

Obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 5 | Valores del salto (Hidraes, 2013).

Salto bruto	57.55 m
Salto útil	53.25 m
Salto neto a Q equipo	52.30 m

Las pérdidas de carga a caudal de equipo se calculan por Manning, obteniéndose un valor de 0.95 m.

El salto neto a caudal de equipo se obtiene como la diferencia entre salto útil y las pérdidas de carga a caudal de equipo.

Se dispone la instalación de una única TF. Se justifica el tipo de máquina elegida en una selección por medio de gráficas como la propuesta por (Vallarino & Cuesta, 2000). Se justifica la instalación de una única unidad por la inexistencia de espacio en la casa de máquinas para instalar dos turbinas.

Se calcula la potencia por medio de la expresión:

Expresión 2 | Potencia (Hidraes, 2013).

$$P = Q \cdot H_n \cdot g \cdot R_{turb} \cdot R_{gen} \cdot R_{trafo}$$

Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's. Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020

donde:

Tabla 6 | Variables de potencia (Hidraes, 2013).

P	potencia en bornes transformador [kW]	
Q	caudal de equipo [m ³ /s]	2.4
H _n	salto neto [m]	52.3
g	aceleración de la gravedad [m/s ²]	9.81
R _{turb}	eficiencia de la turbina Francis	0.911
R _{gen}	eficiencia del generador	0.96
R _{trafo}	eficiencia del transformador	0.98

Resulta un valor de:

$$P = 1,055.35 \text{ kW}$$

Se calcula la generación anual de energía por el método descrito a continuación. Este modelo se aplica para los resultados de CDC correspondientes a P50.

“Método de Cálculo de Generación de Energía para TF” (Hidraes, 2013):

- Se toma del modelo hidrológico el valor del caudal medio diario (caudal natural) del río para cada día del año ordenado (curva con 365 valores).
- Para cada valor de caudal natural, se detrae el caudal ecológico ($Q_{eco} = 0.1824 \text{ m}^3/\text{s}$) obteniéndose el Caudal Turbinable $Q - Q_{eco}$.
- Se establecen los rangos de operación de la turbina: caudal de equipo $Q_{eq} = 2.4 \text{ m}^3/\text{s}$ y caudal mínimo técnico $Q_{min-t} = 0.84 \text{ m}^3/\text{s}$. El Q_{min-t} se asume como dato típico.
- Se establece el Caudal Turbinado Q_{turb} como

$$\begin{aligned} \text{si } Q - Q_{eco} < Q_{min-t} & ; Q_{turb} = 0 \\ \text{si } Q - Q_{eco} > Q_{min-t} < Q_{eq} & ; Q_{turb} = Q - Q_{eco} \\ \text{si } Q - Q_{eco} > Q_{eq} & ; Q_{turb} = Q_{eq} \end{aligned}$$

- Existe un valor de Q_{turb} , para cada día de la serie de 365. Para cada valor de Q_{turb} se toma la eficiencia de la turbina que le corresponde según la Figura 3. Estos rendimientos son valores de cálculo estándar. Igualmente, se determina la pérdida de carga (asumiendo que es proporcional a Q_{turb}^2) y en consecuencia su salto neto. Se asume que el valor de la eficiencia del generador es constante, adoptando valores estándar.

- Se establece para cada valor de Q de la CDC el valor de potencia conforme a la Expresión 2, con los valores de eficiencia y salto neto descritos antes.
- Con el valor de la potencia de cada valor de Q, multiplicado por las 24 h del día, se obtiene la generación de cada día.
- Sumando los 365 valores de generación, se obtiene la generación anual.

Se obtiene como generación anual para la curva P50:

$$E = 4,296.94 \text{ MWh/año}$$

Para seleccionar entre TF y TFC, se determinan los datos energéticos y económicos (siendo el presupuesto de la configuración TF: 3.618 mmUSD).

Se calcula, mediante la Expresión 2, la potencia de la configuración TFC, particularizando con los siguientes valores:

Tabla 7 | Variables de potencia TFC (Hidraes, 2013).

P	potencia en bornes transformador [kW]	
Q	caudal de equipo [m ³ /s]	2.4
H _n	salto neto [m]	52.3
g	aceleración de la gravedad [m/s ²]	9.81
R _{turb}	eficiencia de la TFC	0.87
R _{gen}	eficiencia del generador	0.94
R _{trafo}	eficiencia del transformador	0.98

Los datos de eficiencia corresponden a valores estándar para TFC.

Se obtiene el resultado $P = 986.86 \text{ kW}$

Y considerando el mismo factor de planta (fdp), se determina la generación anual multiplicando la potencia por el fdp y el número de horas del año. Se extraen los datos energéticos y económicos de la configuración TFC (presupuesto: 3.429 mmUSD), obteniéndose la siguiente tabla de resultados:

Tabla 8 | Datos comparación TF y TFC (Hidraes, 2013).

Configuración	TF	TFC
Potencia máxima (kW)	1,055.35	986.86
Generación anual P50 (MWh)	4,296.94	4,018.08
Factor de planta	0.465	0.465
Costo USD por kW instalado	3,428	3,474
Costo USD por MWh generado	842	853

Finalmente, se concluye que, dado que los costos unitarios son algo más bajos en configuración TF, y que, del mismo recurso hídrico y de la misma obra

Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's. Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020

civil, se obtiene una mayor producción energética con TF, se debe instalar una TF.

Energy, 2014a). Un croquis detallado de las cotas de casa de máquinas se encuentra en la Figura 2. El salto útil se determina como la diferencia de cota entre la lámina de agua en la cámara de carga y el eje de la turbina, de cota ya conocida. Resulta:

C) Diseño final (Hidraes, 2014)

El estudio hidrológico y topográfico se toman de Factibilidad, (Hidraes, 2013). Las pérdidas de carga se determinan por Hazen-Williams (las continuas) y por el método de *Bureau of Reclamation* (localizadas).

Para determinar el salto útil y neto, se toman en este caso dimensiones reales de la turbina (Cink Hydro-

Tabla 9 | Valores del salto (Hidraes, 2014).

Salto útil	53.20 m
Salto neto	52.55 m

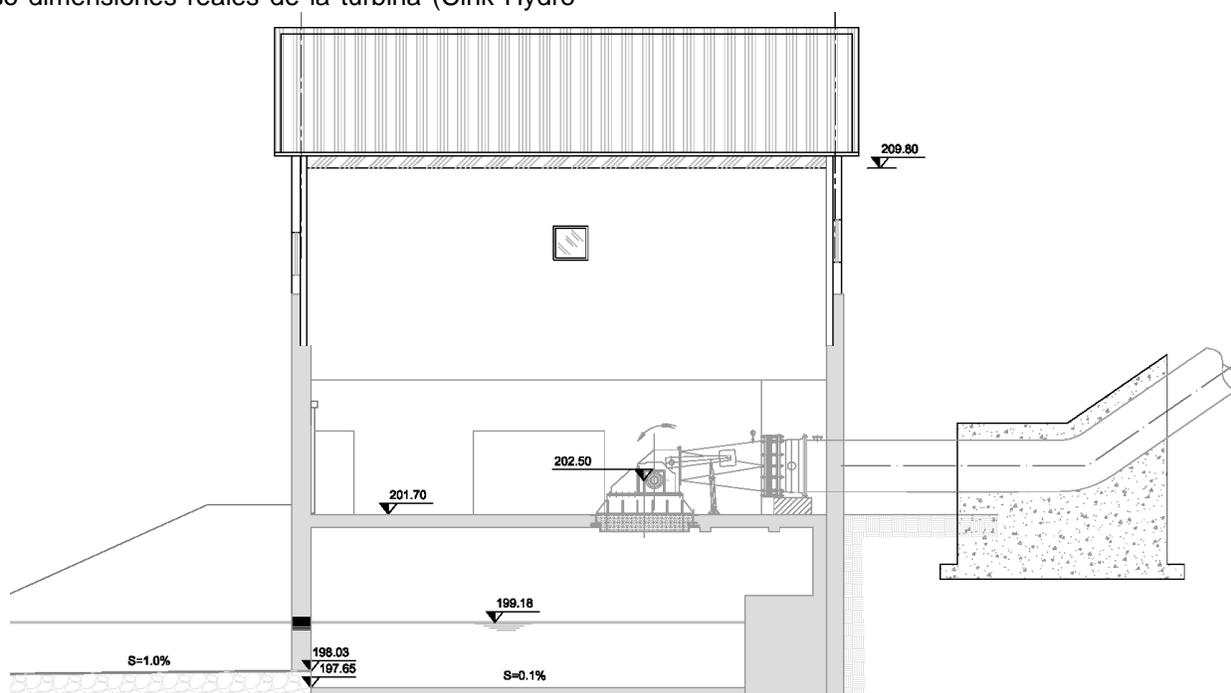


Figura 2 | Sección y cotas de casa de máquinas (Hidraes, 2014)

Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's. Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020

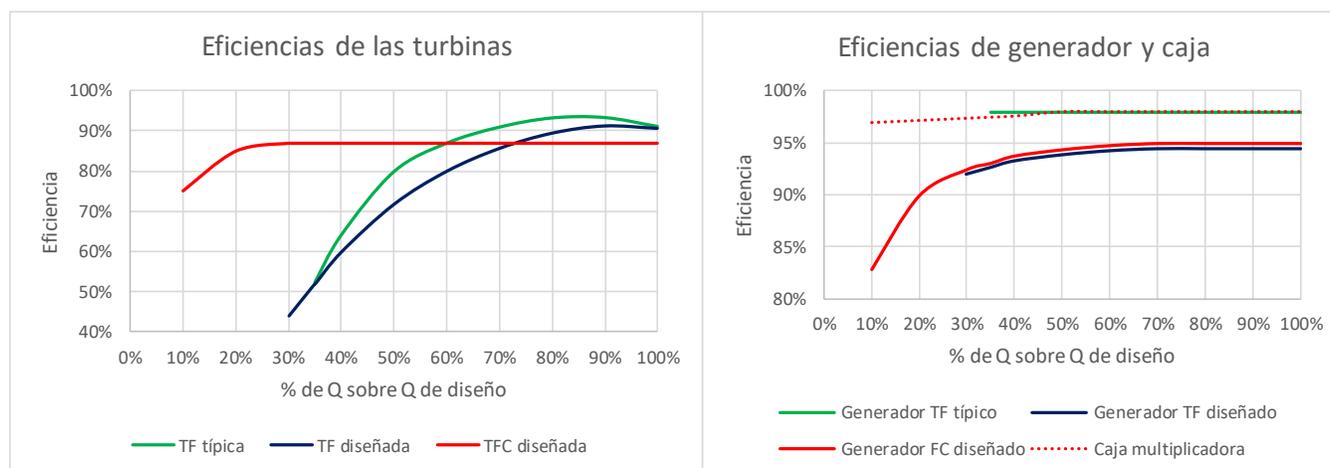


Figura 3 | Eficiencias. Elaboración propia a partir de (Hidraes, 2013), (Cink Hydro-Energy, 2014a) y (Cink Hydro-Energy, 2014b)

Pese a haber finalizado la etapa anterior con la decisión de equipar TF, se procede a solicitar características definitivas de equipos para TF y para TFC a un fabricante, y a revisar el cálculo energético, tanto de la configuración TF como de la TFC.

Igualmente, para la realización de un *stress test* financiero, se modeliza para dos años característicos: el P50 (que representa un año medio) y el P90 (que representa un año seco).

Para la modelización de la configuración TFC, se calcula la potencia por medio de:

Expresión 3 | Potencia configuración TFC (Hidraes, 2014).

$$P = Q \cdot H_n \cdot g \cdot R_{turb} \cdot R_{caja} \cdot R_{gen} \cdot R_{trafo} \cdot F_{autoc}$$

donde

Tabla 10 | Variables de potencia TFC (Hidraes, 2014).

P	potencia en bornes transformador [kW]	
Q	caudal de equipo [m ³ /s]	2.4
H _n	salto neto [m]	52.55
g	aceleración de la gravedad [m/s ²]	9.81
R _{turb}	eficiencia de la TFC	0.87
R _{caja}	eficiencia de la caja multiplicadora	0.98
R _{gen}	eficiencia del generador	0.949
R _{trafo}	eficiencia del transformador	0.989
R _{trafo}	factor de pérdidas por autoconsumo	0.99

Siendo los valores adoptados para las eficiencias los correspondientes a caudal de diseño y proporcionados por los fabricantes de los equipos – (Cink Hydro-Energy, 2014a) y (Trafo Elettro, 2014).

Se obtiene el resultado P = 979.22 kW

Para la modelización de la configuración TF, se calcula la potencia por medio de la expresión:

Expresión 4 | Potencia configuración TF (Hidraes, 2014).

$$P = Q \cdot H_n \cdot g \cdot R_{turb} \cdot R_{gen} \cdot R_{trafo} \cdot F_{autoc}$$

donde

Tabla 11 | Variables de potencia TF (Hidraes, 2014)

P	potencia en bornes transformador [kW]	
Q	caudal de equipo [m ³ /s]	2.4
H _n	salto neto [m]	52.55
g	aceleración de la gravedad [m/s ²]	9.81
R _{turb}	eficiencia de la TF	0.908
R _{gen}	eficiencia del generador	0.945
R _{trafo}	eficiencia del transformador	0.989
R _{trafo}	factor de pérdidas por autoconsumo	0.99

Siendo los valores adoptados para las eficiencias los correspondientes a caudal de diseño y proporcionados por los fabricantes de los equipos de acuerdo a (Cink Hydro-Energy, 2014b) y (Trafo Elettro, 2014).

Se obtiene el resultado P = 1,039.45 kW

Se procede a calcular la energía generada para P50 y para P90, de ambas configuraciones.

“Método de Cálculo de Generación de Energía para TFC” (Hidraes, 2014):

**Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's.
Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.**

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020

- Se toma del modelo hidrológico el valor del caudal medio diario (caudal natural) del río para cada día del año ordenado (curva con 365 valores), para P50 y para P90.
- Para cada valor de caudal natural, se detrae el caudal ecológico ($Q_{eco} = 0.1824 \text{ m}^3/\text{s}$) obteniéndose el Caudal Turbinable $Q - Q_{eco}$.
- Se establecen los rangos de operación de la turbina: caudal de equipo $Q_{eq} = 2.4 \text{ m}^3/\text{s}$ y caudal mínimo técnico $Q_{min-t} = 0.24 \text{ m}^3/\text{s}$. El Q_{min-t} se toma del fabricante (Cink Hydro-Energy, 2014a).
- Se establece el Caudal Turbinado Q_{turb} como

$$\begin{aligned} \text{si } Q - Q_{eco} < Q_{min-t} & ; Q_{turb} = 0 \\ \text{si } Q - Q_{eco} > Q_{min-t} < Q_{eq} & ; Q_{turb} = Q - Q_{eco} \\ \text{si } Q - Q_{eco} > Q_{eq} & ; Q_{turb} = Q_{eq} \end{aligned}$$

- Existe un valor de Q_{turb} , para cada día de la serie de 365. Para cada valor de Q_{turb} se toma la eficiencia de la turbina que le corresponde según la Figura 3
- Análogamente, para cada valor de Q_{turb} se toma la eficiencia del generador y de la caja multiplicadora que le corresponde según la Figura 3.
- Igualmente, se determina la pérdida de carga (asumiendo que es proporcional a Q_{turb}^2). Con esto se determina el salto neto para cada valor de Q_{turb} .
- El valor de la eficiencia del transformador es constante, calculado por el fabricante (Trafo Elettro, 2014).
- Las pérdidas por autoconsumo se estiman en un 1%, dando lugar a un factor de pérdidas de 0.99.
- Se establece para cada valor de Q_{turb} el valor de potencia conforme a la Expresión 3, con los valores de eficiencia y salto neto descritos antes.
- Con el valor de la potencia de cada valor de Q , multiplicado por las 24 h del día, se obtiene la generación de cada día.
- Sumando los 365 valores de generación, se obtiene la generación bruta anual.
- Restando un 3%, valor típico, por indisponibilidad de la central y de las líneas, se obtiene la generación neta anual.

Obteniéndose como resultados los expresados en la tabla 12.

“Método de Cálculo de Generación de Energía para TF” (Hidraes, 2014):

- Se toma del modelo hidrológico el valor del caudal medio diario (caudal natural) del río para cada día del año ordenado (curva con 365 valores), para P50 y para P90.
- Para cada valor de caudal natural, se detrae el caudal ecológico ($Q_{eco} = 0.1824 \text{ m}^3/\text{s}$) obteniéndose el Caudal Turbinable $Q - Q_{eco}$.
- Se establecen los rangos de operación de la turbina: caudal de equipo $Q_{eq} = 2.4 \text{ m}^3/\text{s}$ y caudal mínimo técnico $Q_{min-t} = 0.72 \text{ m}^3/\text{s}$. El Q_{min-t} se toma del fabricante (Cink Hydro-Energy, 2014b).
- Se establece el Caudal Turbinado Q_{turb} como

$$\begin{aligned} \text{si } Q - Q_{eco} < Q_{min-t} & ; Q_{turb} = 0 \\ \text{si } Q - Q_{eco} > Q_{min-t} < Q_{eq} & ; Q_{turb} = Q - Q_{eco} \\ \text{si } Q - Q_{eco} > Q_{eq} & ; Q_{turb} = Q_{eq} \end{aligned}$$

- Existe un valor de Q_{turb} , para cada día de la serie de 365. Para cada valor de Q_{turb} se toma la eficiencia de la turbina que le corresponde según la Figura 3.
- Análogamente, para cada valor de Q_{turb} se toma la eficiencia del generador que le corresponde según la Figura 3
- Igualmente, se determina la pérdida de carga (asumiendo que es proporcional a Q_{turb}^2). Con esto se determina el salto neto para cada valor de Q_{turb} .
- El valor de la eficiencia del transformador es constante, calculado por el fabricante (Trafo Elettro, 2014).
- Las pérdidas por autoconsumo se estiman en un 1%, dando lugar a un factor de pérdidas de 0.99.
- Se establece para cada valor de Q_{turb} el valor de potencia conforme a la Expresión 4, con los valores de eficiencia y salto neto descritos antes.
- Con el valor de la potencia de cada valor de Q , multiplicado por las 24 h del día, se obtiene la generación de cada día.
- Sumando los 365 valores de generación, se obtiene la generación bruta anual.

Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's. Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020

- Restando un 3%, valor típico, por indisponibilidad de la central y de las líneas, se obtiene la generación neta anual.

Obteniéndose como resultados los de la tabla 12:

Tabla 12 | Resultados de generación anual (Hidraes, 2014).

Generación anual bruta [MWh/año]		
Configuración	P50	P90
TFC	4,437.83	2,491.73
TF	4,276.28	1,991.32
Generación anual neta [MWh/año]		
Configuración	P50	P90
TFC	4,304.69	2,416.97
TF	4,147.99	1,931.58

Finalmente, se procede a la determinación de datos e índices, considerando los presupuestos de inversión de ambas configuraciones (presupuesto configuración TFC: 3.475 mmUSD; presupuesto configuración TF: 3.662 mmUSD).

Tabla 13 | Datos de comparación TFC y TF (Hidraes, 2014).

	TFC	TF
P [kW]	979.22	1,039.45
Generación P50 [MWh/año]	4,304.69	4,147.99
Generación P90 [MWh/año]	2,416.97	1,931.58
Factor de planta	49.1%	45.5 %
Costo USD/kW instalado	3,739	3,523
Costo USD/MWh generado P50	807	883
Costo USD/MWh generado P90	1,438	1,896

Donde se comprueba que la TFC ofrece una mayor generación en P50 y P90, así como menores costos por MWh producido en P50, y en el caso del P90 mucho menores. Además, siendo la inversión total inferior, se decide instalar TFC.

D) Cálculos corregidos de (Hidraes, 2014)

Como puede observarse en la Figura 2, la cota de la lámina de agua en la descarga es 3.32 m inferior a la cota del eje de la turbina.

El salto neto en una turbina de acción, como la TFC, debe efectivamente medirse como el desnivel entre la lámina de agua en la cámara de carga y el eje, menos las pérdidas de carga.

Sin embargo, en las turbinas de reacción, como la TF, que trabajan con una contrapresión en la salida del agua, el salto neto debe medirse como el desnivel entre la lámina de agua en la cámara de carga y el

desnivel en la lámina de agua en la descarga, menos las pérdidas de carga.

Debe señalarse, no obstante, que el desnivel entre el eje y la lámina de agua en la descarga es un resultado del diseño hidromecánico. Es decir, es preciso adoptar una cota concreta de la lámina de agua en la salida para que la turbina funcione correctamente.

En el presente caso de estudio, la contrapresión (desnivel entre eje y descarga) admisible para la TF es 2.4 m (Cink Hydro-Energy, 2014b) lo que hubiese obligado a elevar la lámina de agua en la descarga, pero a la vez hubiese otorgado 2.4 m adicionales de salto útil y de salto neto.

Por ese motivo, se presenta a continuación el recálculo de resultados de la TF, siempre comparado con la TFC, considerando ese salto adicional de 2.4 m que no fue considerado en (Hidraes, 2014).

Tabla 14 | Variables de potencia TF corregidos.

P	potencia en bornes transformador [kW]	
Q	caudal de equipo [m ³ /s]	2.4
H _n	salto neto [m]	54.95
g	aceleración de la gravedad [m/s ²]	9.81
R _{turb}	eficiencia de la TF	0.908
R _{gen}	eficiencia del generador	0.945
R _{trafo}	eficiencia del transformador	0.989
R _{trafo}	factor de pérdidas por autoconsumo	0.99

Se obtiene el resultado P = 1,086.91 kW

Tabla 15 | Resultados de generación anual corregidos.

Generación anual bruta [MWh/año]		
Configuración	P50	P90
TFC	4,437.83	2,491.73
TF	4,471.38	2,082.00
Generación anual neta [MWh/año]		
Configuración	P50	P90
TFC	4,304.69	2,416.97
TF	4,337.24	2,082.00

Tabla 16 | Datos de comparación TFC y TF corregidos.

	TFC	TF
P [kW]	979.22	1,086.91
Generación P50 [MWh/año]	4,210.74	4,337.24
Generación P90 [MWh/año]	2,347.12	2,082.00
Factor de planta	49.1%	45.5 %
Costo USD/kW instalado	3,739	3,369
Costo USD/MWh generado P50	807	844
Costo USD/MWh generado P90	1,481	1,758

Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's. Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020

RESULTADOS

A) Definición de Valorización

Guatemala tiene un Mercado de Oportunidad de Energía de precios marginales (Spot) donde los generadores compiten por suministrar la energía, y son despachados en función de su coste variable que se declara periódicamente. Las centrales hidroeléctricas con regulación asignan un valor al agua almacenada, y las PCH filo de agua y demás renovables sin posibilidad de gestionar oferta asignan un valor de 0 USD a su energía, equivalente a una prioridad de despacho. Toda la producción es liquidada al valor marginal asignado para cada hora, que corresponde al valor de la planta más ineficiente que despachó en una hora determinada (AMM, n.d.).

Por tanto, a nivel del Sistema Interconectado Nacional (SIN), el precio Spot refleja la necesidad que tiene el mercado de recibir energía en un momento determinado, y en consecuencia la oportunidad de entregar energía por parte de cada planta mayor energética, más oportuna es la entrega y más precio Spot arroja el mercado.

El precio Spot es un indicador fiel de la necesidad de energía del SIN en cada momento. Por tanto, para el país la energía generada cuando el precio Spot es mayor es más beneficiosa que la energía generada cuando el precio Spot es menor.

Se define el concepto “Valorización” como el producto de la energía generada por el precio Spot que le corresponde en fracciones de una hora. La valorización representa, de manera comparativa, la mayor oportunidad para el SIN de la entrega de una cantidad de energía. La valorización es, además, el valor liquidativo de la energía en el punto de entrega; por tanto, en el caso de que una planta comercialice su energía en el mercado Spot, equivale al ingreso bruto de la planta antes de peajes y demás cargos y bonificaciones.

B) Comportamiento real de PCH Mopá en 2019

Se ha podido evaluar el primer año completo representativo de operación (2019). No se considera representativo el 2017, porque fue preciso interrumpir en numerosas ocasiones la generación para hacer remates de obra, ni el 2018, porque un enconado

conflicto social ajeno a la PCH condujo a una indisponibilidad de línea de más de 100 días.

Conforme a los datos suministrados (Solaris Energy, 2020), la generación anual a la salida del transformador ascendió a:

$$E = 4,065.73 \text{ MWh}$$

Las indisponibilidades de línea atípicas debidas a sabotajes, ascendieron a 401 h, entre el 11 a 15 de enero (113 h) y el 11 a 22 de febrero (288 h).

La indisponibilidad por motivos técnicos ascendió a 545.5 h (6.2%), debida a indisponibilidad de línea por microcortes o por cortes debidos a causas distintas de sabotajes, y a mantenimiento de la PCH.

La valorización de la energía ascendió a 237,788.41 USD, arrojando un precio medio de 58.48 USD/MWh.

La inversión total ascendió a 3.963 mmUSD.

Tabla 17 | Comportamiento real en 2019 (Solaris, 2020).

Generación (MWh)	4,065.73
Indisponibilidad por sabotajes	4.5 %
Indisponibilidad técnica	6.2 %
Valorización de la energía	237.7 kUSD

C) Reconstrucción de caudales y generación TF

A partir de los datos de producción reales de la planta, considerando las variables empleadas para el cálculo en la Expresión 3, aplicando de manera inversa el “Método de cálculo de generación de energía – TFC”, y considerando las eficiencias de las máquinas descritas en la Figura 3, se ha reconstruido la curva de caudales turbinados reales que presentó PCH Mopá en el año 2019 (figura 4).

Y con esos caudales, aplicando la Expresión 4 y el “Método de cálculo de generación de energía – TF” y con los valores corregidos de salto, se ha deducido la generación de energía que se hubiese obtenido con una TF.

Tabla 18 | Desempeño real en 2019 vs deducido TF.

	TFC (real)	TF (deducido)
Generación [MWh]	4,065.73	3,829.31
Indisponibilidad/sabotaje	4.5 %	4.5 %
Indisponibilidad técnica	6.2 %	6.2 %
Valorización [kUSD]	237.8	219.0

Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's. Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020

Considerando los precios diarios publicados (Administrador del Mercado Mayorista, 2020), se ha obtenido la valorización a precio SPOT de la energía generada por la TFC y por la TF.

De manera gráfica, se expone en las Figura 5 y 6 la generación y la valorización comparadas entre la TFC y la TF, y la evolución de precios del mercado Spot en 2019 en la Figura 7.

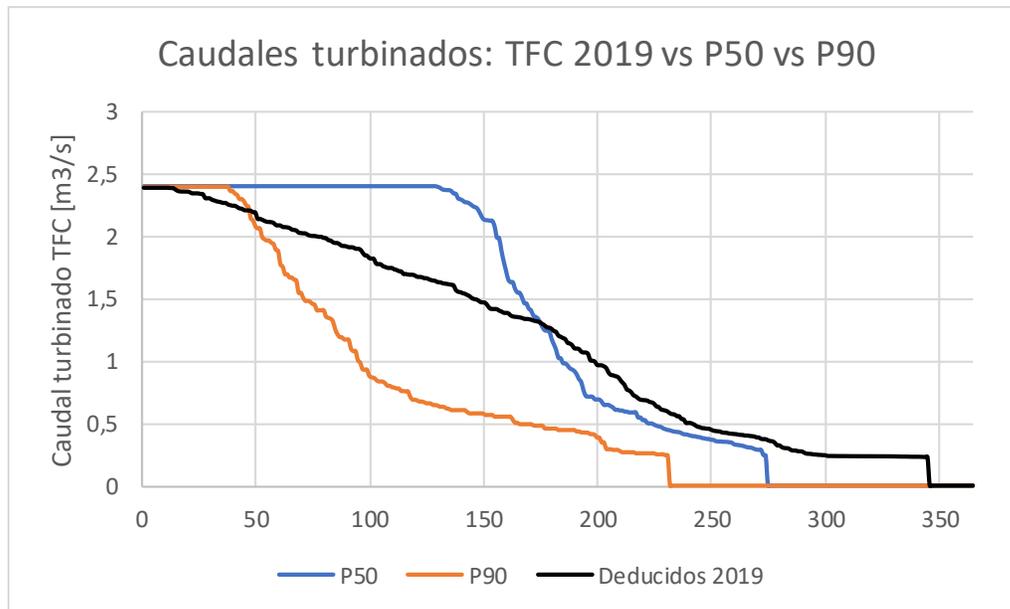


Figura 4 | Caudales turbinados reales (deducidos) de 2019 frente a los estimados en (Hidraes, 2014) para TFC - P50 y P90.

**Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's.
Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.**

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020

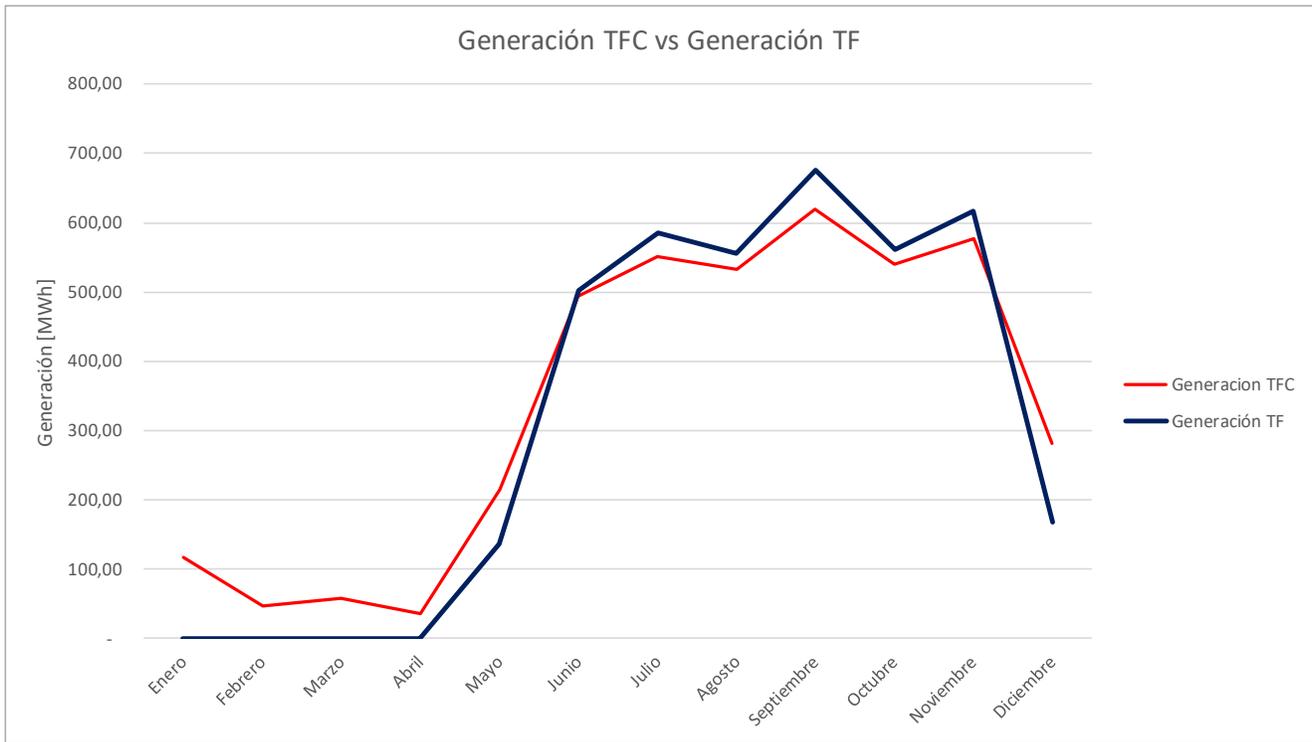


Figura 5 | Generación TFC vs Generación TF. (Solaris, 2020) y deducción.

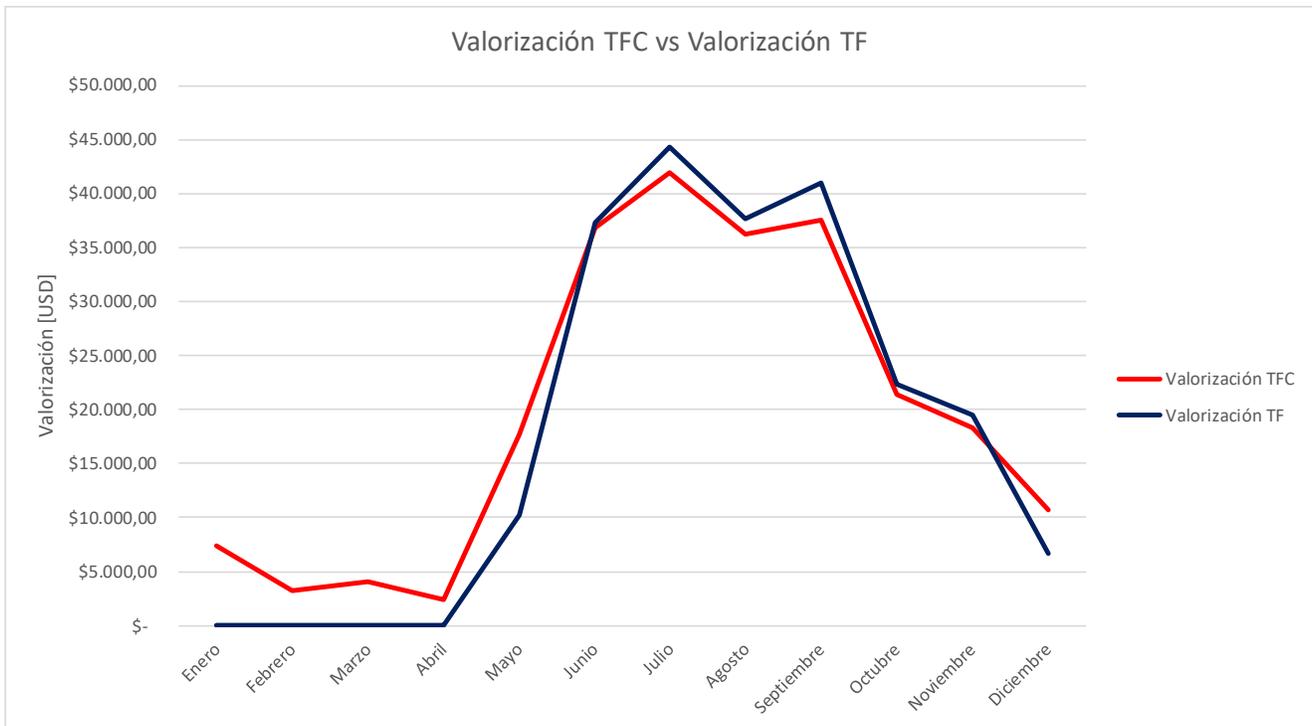


Figura 6 | Valorización TFC vs Valorización TF. (Solaris, 2020), (AMM, 2020) y deducción.

Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's. Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020



Figura 7 | Precio SPOT 2019 (AMM, 2020).

D) Ventana competitiva de la TFC

Multiplicando las eficiencias de todos los componentes hidromecánicos y eléctricos de la TFC (turbina, caja, generador, transformador y autoconsumo) y de todos los componentes de la TF (turbina, generador, transformador y autoconsumo), se obtiene lo que se conoce como ROG o "rendimiento operativo global". Este es un índice que refleja la capacidad del equipo de transformar energía potencial en energía eléctrica para distintos valores de caudal.

Se comparan a continuación de manera gráfica, en la Figura 7, comparando los ROG según el % de Q_{turb} respecto al Q_{eq} .

Se define como ventana competitiva el área de la gráfica donde el ROG de una turbina es superior al ROG de la otra. En la Figura 7 se representa en color rojo la ventana competitiva de la TFC sobre la TF, y en color azul la ventana competitiva de la TF sobre la TFC.

**Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's.
Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.**

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020

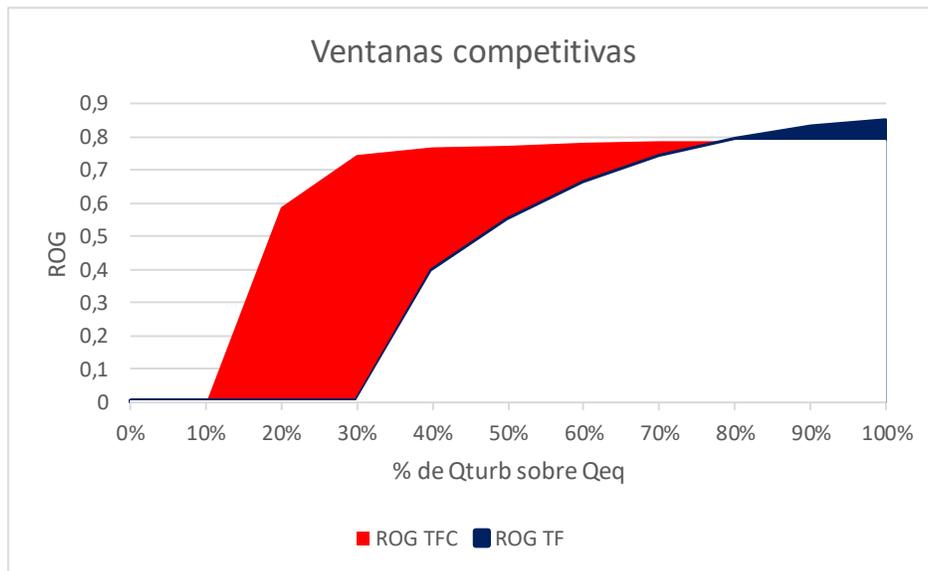


Figura 8 | Ventanas competitivas ROG. Fuente: elaboración propia.

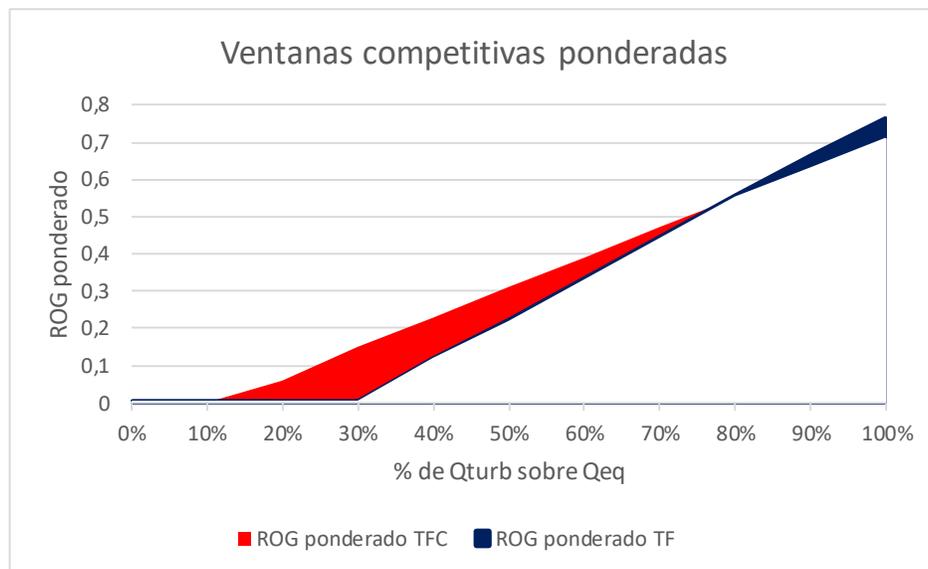


Figura 9 | Ventanas competitivas ponderadas ROG. Fuente: elaboración propia.

En el gráfico de ventanas competitivas de la figura 8, parece que la ventana competitiva de la TFC es varias veces superior que la de la TF. Este gráfico no permite calibrar correctamente la importancia de cada dato, puesto la parte de la curva correspondiente a valores de Q_{turb} / Q_{eq} elevados tiene una relevancia energética muy superior a la correspondiente a valores de Q_{turb} / Q_{eq} bajos.

Por este motivo, también se presenta una Figura 9 donde el ROI ponderado, siendo

$$ROG_{ponderado} = ROG \cdot Q_{turb} / Q_{eq}$$

El área donde el $ROG_{ponderado}$ de una turbina es superior al $ROG_{ponderado}$ de la otra, se denominará ventana competitiva ponderada.

Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's. Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020

La ventana competitiva ponderada permite, en un solo gráfico, evaluar la importancia energética a nivel de generación de un mayor o menor ROG.

E) Método general de selección entre TFC y TF

Se formula a continuación el método general para la selección entre TFC y TF.

Se parte de la premisa de que el proyecto está dimensionado previamente para una u otra solución, y ya están definidos las cotas de cámara de carga, de eje de turbina, de lámina en la restitución, el caudal de equipo y las condiciones de la tubería forzada.

Método general de selección entre TFC y TF:

- Se elabora una CDC de caudales turbinables (considerando el caudal ecológico) de paso diario para P50 y para P90.
- Se comprueba, mediante gráficos de selección, que tanto la TFC como la TF son aplicables al caso de estudio.
- Para cada configuración, debe calcularse el salto útil, el salto neto y las pérdidas de carga a caudal de equipo. Deberá prestarse atención a las diferencias de salto útil según la tipología de la turbina (particularmente, a la contrapresión y cotas de eje).
- Para cada configuración TFC y TF, deberán aplicarse las secuencias de cálculo "Método

de cálculo de generación de energía" descritas anteriormente, tanto para P50 como para P90.

- Deberán obtenerse para cada configuración los siguientes índices: costo por MWh producido en P50 y costo por MWh producido en P90, calculados a partir del presupuesto global de inversión de cada configuración. Es aceptable considerar que la única variación de precio se produce en la adquisición de los equipos.
- Se deberá considerar, en aquellos casos en que el mercado así lo valore, la valorización de la energía según en qué momento es generada.
- Se deberán definir la prelación entre los intereses económicos a satisfacer: dependiendo de los intereses económicos, se valorará especialmente la generación en P90 o la generación en P50.
- Finalmente, comparando los índices de costo por MWh producido, y comparando la valorización de la energía en P90 y en P50, y atendiendo a los intereses económicos a satisfacer, se discutirán resultados y se efectuará la selección.

Lo anterior puede definirse en forma de flujograma.

**Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's.
Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.**

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020



Figura 10 | Flujograma del Método General de Selección entre TFC y TF. Fuente: elaboración propia.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Discusión de resultados se divide en tres apartados.

A) Discusión de resultados de PCH Mopá:

Se ha revisado con detenimiento el proceso de decisión seguido para seleccionar turbina en PCH Mopá.

Se ha comprobado que la simplificación adoptada por (Anónimo, 2009) de suponer que la energía se genera con las turbinas trabajando en todo momento a eficiencia nominal es errónea e introduce distorsiones relevantes en los resultados. Esta simplificación debe evitarse.

Se ha observado que el método empleado por (Hidraes, 2013), que coincide con los criterios

definidos por (Vallarino & Cuesta, 2000) y es el más empleado por firmas de ingeniería, no arroja un resultado correcto por obviar las diferencias de rendimientos a valores de Q_{turb} / Q_{eq} bajos.

Se ha observado que el método seguido por (Hidraes, 2014) es conceptualmente correcto. Se ha identificado un error, que podría ser común, en la definición de salto útil a niveles de prefactibilidad y factibilidad.

Se ha observado, asimismo, que en caso de que la variable a optimizar sea la generación o los ingresos en P90, la TFC presentaba para PCH Mopá una importante mejora respecto a la TF.

Se ha concluido, en definitiva, que la decisión tomada (Hidraes, 2014) de instalar una TFC fue la correcta con los datos disponibles en ese momento.

Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's. Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020

Analizado el desempeño real de la planta en 2019, se confirma que, para ese año concreto, la decisión tomada (Hidraes, 2014) ha sido validada: la TFC produjo en 2019 más energía que lo que hubiese producido su alternativa TF.

Además, se constata que, por las condiciones del mercado particulares de Guatemala, la valorización de la TFC es superior a la de la TF: la TFC generó a un precio medio de 58.49 USD/MWh y la TF hubiese generado a un precio medio de 57.61 USD/MWh.

Como hallazgos no relacionados al tema principal, se ha encontrado que el valor típico de indisponibilidad del 3% que se acepta comúnmente no es adecuado para PCH conectadas a redes de distribución con malas condiciones de conservación.

Igualmente, se ha hallado la curva de Q_{turb} de 2019, donde se comprueba que el número de días de turbinación a Q_{eq} es muy pequeña. Debe destacarse que esto no se debe a la falta de agua, sino más bien a frecuentes desconexiones por indisponibilidad en los días en que la planta opera a Q_{eq} , que hace que el caudal medio turbinado del día descienda, aunque las horas de operación efectivas hayan sido a Q_{eq} .

B) Discusión de resultados generales

Se han definido dos conceptos: ventana competitiva y valorización, útiles para seleccionar entre TFC y TF.

Se ha analizado la diferencia de salto útil que puede haber entre una TFC y una TF para un mismo proyecto.

Se han comparado métodos de cálculo de generación, y, basado en (Hidraes, 2014), se han descrito dos: "Método de Cálculo de Generación de Energía para TFC" y "Método de Cálculo de Generación de Energía para TF". Ambos métodos con caudales diarios, válido para PCH's filo de agua de salto útil constante.

Se ha descrito un "Método General de Selección entre TFC y TF", siendo este el objetivo principal de la investigación.

Se ha analizado cómo en el caso de estudio, extrapolable a otros muchos, es posible obtener producciones iguales o superiores con menor

potencia instalada gracias a la existencia de ventanas competitivas en una turbina u otra.

Se ha constatado que las TFC ofrecen peor desempeño en épocas húmedas y mejor en épocas secas que las TF, por lo que, en el mercado guatemalteco, donde la energía en período seco tiene un mayor coste de oportunidad, existe un incentivo adicional para instalar una TFC al obtener una mayor valorización de la energía generada en período seco. En ese sentido, las TFC pueden cumplir un mejor papel en la racionalidad económica del sistema, al sacrificar producción en épocas húmedas en favor de ofrecer mayor producción en épocas secas.

Se ha comprobado que los métodos usuales de selección, como el descrito por (Vallarino & Cuesta, 2000), arrojan resultados incorrectos basados en una excesiva simplificación. Dicha simplificación consiste en asumir que en dos configuraciones TFC y TF el factor de planta es el mismo, y que siendo mayor la potencia de la TF, la generación debe ser superior. Esta simplificación es incorrecta y distorsiona gravemente los resultados.

Se ha comprobado que, en la bibliografía, no existe propiamente dicho un método de selección entre TFC y TF, como el formulado en el presente artículo.

Se ha comprobado que seleccionar comparando el índice USD/kW (costo por potencia instalada) es incorrecto. Lo correcto a efectos de selección es comparar los índices USD/MWh (costo por MWh generado en un escenario concreto). Siendo necesario que el índice se refiera a la inversión global, y no exclusivamente al costo de los equipos.

En consonancia con (Castro-Valdivia, D., 2017), se comprueba en el presente artículo cómo los distintos intereses económicos y la naturaleza del agente promotor pueden decantar la elección entre TFC y TF hacia una u otra solución, y por tanto deben tenerse en cuenta especialmente en el proceso de selección. El "Método General de Selección entre TFC y TF" incorpora esta variable.

Así, sin ánimo de ser exhaustivos, un agente promotor cuya variable económica primaria sea cumplir algún condicionante de generación en P90 (circunstancia común en esquemas de *Project finance*), puede obtener un resultado distinto en la

Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's. Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020

selección que un agente promotor cuya variable económica primaria sea maximizar la generación en P50 (circunstancia común en compañías generadoras pertenecientes al sector público).

C) Limitaciones y futuras líneas de investigación

Las principales limitaciones durante el desarrollo de la investigación han sido:

- Disponer sólo de un año representativo.
- Carecer de datos comparativos de costo de operación y mantenimiento.
- Carecer de una serie de datos a muy largo plazo (>30 años) donde se estudien los costos de reposición mayores (relacionados con la vida útil de los equipos).
- Analizar la respuesta ante microcortes (tiempos de arranque y sincronización de TFC y de TF).

Futuras líneas de investigación deberían desarrollarse en torno a:

- Incorporar costos de operación, mantenimiento y reposición basados en series de datos reales a muy largo plazo.
- Disponer de caracterizaciones hidrológicas de los años representativos (determinar su probabilidad de excedencia).
- Aplicar la misma investigación a turbinas Pelton y Kaplan.
- Ampliar el conocimiento de eficiencias reales a más casos, con el objetivo de aumentar los datos y poder extrapolar curvas de eficiencias para casos generales.

CONCLUSIONES

Se ha revisado y validado el proceso de selección del caso de estudio PCH Mopá.

Se ha analizado la bibliografía existente respecto a la selección entre TFC y TF. Se concluye que no ha sido correctamente descrita por la bibliografía

Se han definido dos conceptos para la selección entre TFC y TF.

Se describe en el presente artículo un método de selección general deducido a partir de la experiencia de PCH Mopá.

Se ha validado el proceso de selección de PCH Mopá con un año de desempeño real.

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

Se describen a continuación las principales referencias bibliográficas analizadas por los autores y que se relacionan con el tema de estudio.

A) Dimensionamiento de PCH's⁶

El dimensionamiento de una PCH es la determinación del tamaño de la planta en un proceso iterativo cuyo alcance y variables dependen de las características del proyecto y de la etapa de los estudios (US Army Corps of Engineers, 1985).

(Vallarino & Cuesta, 2000) indican que dimensionar consiste en seleccionar el caudal de equipo a través de una comparación de costes marginales *versus* beneficios marginales, generalmente a través de curvas de coste, y que esto se realiza una vez que el esquema general está definido.

El Cuerpo de Ingenieros del Ejército de los Estados Unidos (US Army Corps of Engineers, 1985) propuso un método iterativo en base a maximizar los beneficios desde una perspectiva estatal, valorando la energía en base a criterios de sustitución de plantas con costes mayores (térmicas).

(Warnick, 1984) propuso un diagrama de flujo a partir de la definición del esquema general, donde se analizan el número de turbinas a instalar y se establecen unas variables simplificadas de tipo económico para el dimensionamiento.

⁶ La información de este subapartado se adquiere de Castro-Valdivia, D. (2017).

Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's. Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020

Otros autores, como (Tuhtan, 2007), (Anagnostopoulos & Papantonis, 2007), (Lopes de Almeida, Henri Lejeune, Sá Marques, & Conceição Cunha, 2005) y (Palacios & Guerrero, 2000), elaboraron algoritmos en diversos trabajos académicos, que se pueden calificar de completos y acertados.

(Castro-Valdivia, D., 2017) propuso una metodología de dimensionamiento y optimización añadiendo la estructura de financiación como un parámetro básico adicional a ser tenido en cuenta en el proceso.

B) Selección del tipo de turbina

(Adejumobi & Shobayo, 2015) realizan un análisis completo donde obtienen como resultado la energía que estiman que se produciría, para un caso de estudio, equipando distintos tipos de turbina, incluyendo la TF y la TFC. El artículo no extrapola para otros casos ni establece una metodología de selección.

(Sangal, Garg, & Kumar, 2013) citan expresamente la TFC como una alternativa en la selección, e indican como factores para la selección de turbina la eficiencia, la sencillez constructiva, el costo, la disponibilidad y otros específicos de la pica hidroeléctrica (portabilidad y modularidad).

(Santolin, Cavazzini, Pavesi, Ardizzon, & Rossetti, 2011) presentan un modelo de selección y dimensionamiento de la turbina basado en la curva de duración de caudales, el salto y la velocidad de rotación de la turbina como datos de entrada y tiene en cuenta siete parámetros: tipo de turbina, producción de energía, dimensiones de la turbina, altura máxima de instalación para evitar cavitación, costos de instalación y los parámetros económicos VAN y TIR. Ciñen su aplicación a TP, TF y TK.

(Anagnostopoulos & Papantonis, 2007) citan y describen la TFC como una alternativa de equipamiento, al igual que la TP, la TF o las turbinas axiales, presentan datos e invitan a seleccionar a criterio del ingeniero el tipo de turbina aplicable, sin aportar criterios de selección.

(Tuhtan, 2007) igualmente menciona la TFC, y en su caso de estudio analiza concretamente los resultados para una TFC, sin entrar a detallar por qué se elige dicho tipo de turbina.

(Vallarino & Cuesta, 2000) indican, para el caso concreto de minicentrales⁷, que debe evitarse el empleo de turbinas de bajo rendimiento o eficiencia que abaratan los costes de instalación, puesto que sólo disminuyen el costo del propio equipo electromecánico pero afectan a la inversión realizada en obras civiles. Citan la existencia de turbinas Banki (subtipo de TFC) y limitan la selección del tipo de turbina al empleo de gráficas suministradas por fabricantes, donde se analizan TP, TF y TK.

(Warnick, 1984) sólo menciona TF y TK en lo relativo a la selección, y no especifica claramente cómo proceder a seleccionar, si bien su obra menciona la existencia de las TFC.

Por otro lado, existe software comercial o libre que aborda el problema de la selección de turbinas, pudiendo destacarse los dos siguientes:

i) TURBNPRO (Hydro Info Systems, 2015), que solo distingue entre TF, TP y TK. Este software ha sido analizado por (Mohammadi, Mohammadi, Mohammadi, & Farahat, 2016).

ii) HYDROHELP (Gordon, James L., 2005), que igualmente sólo distingue entre TF, TP y TK.

C) Selección entre TF y TFC

(Ortiz Marin, 2017) describe las diferencias entre uno y otro tipo de turbina. Define gráficamente el concepto de ventaja competitiva de la TFC como el área barrida por las curvas de eficiencia que ésta curva presenta frente a la TF. Compara para un caso concreto el desempeño de una y otra turbina y presenta la valorización de la energía generada, si bien la realiza en base a promedios anuales, obviando las diferencias de precio en épocas húmedas (donde la TF es susceptible de producir más que la TFC) y épocas secas (donde la TFC es susceptible de producir más que la TF).

⁷ Minicentrales es la denominación común en España para las PCH de hasta 5 MW de potencia.

**Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's.
Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.**

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020

No realiza una generalización del método empleado para posteriores aplicaciones y desprecia el mayor aprovechamiento del salto de la TF por aprovechar la contrapresión.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Adejumobi, I., & Shobayo, D. (2015). Optimal Selection of Hydraulic Turbines for Small Hydro Electric Power Generation - a Case Study of Opeki River, Soutg Western Nigeria. *Nigerian Journal of Technology (NIJOTECH)*, 530-537.
- Administrador del Mercado Mayorista. (7 de abril de 2020). Resultados de la Operación: Informe Anual de 2019 del Mercado Mayorista, AMM. Guatemala.
- Anagnostopoulos, J. S., & Papantonis, D. E. (2007). Optimal sizing of a run-of-river small hydropower plant. *Energy Conversion & Management*, 1-8.
- Anónimo. (s.f.).
- Anónimo. (2009). *Estudio de Prefactibilidad de Hidroeléctrica Mopá*. Guatemala.
- Castro-Valdivia, D. (2017). *Metodología para el Dimensionamiento y Optimización de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en Guatemala: Evaluación de la Estructura de Financiación de las Inversiones como Parámetro Básico para el Estudio de Viabilidad*. Madrid: Universidad Alfonso X el Sabio. Tesis Doctoral.
- Cink Hydro-Energy. (2014a). *Características técnicas de Turbina de Flujo Cruzado, caja multiplicadora y generador instalada en Mopá*. Karlovy Vary.
- Cink Hydro-Energy. (2014b). *Características técnicas de turbina Francis y generador estudiados como alternativa para instalar en Hidroeléctrica Mopá*. Karlovy Vary.
- Gordon, James L. (2005). Software HYDROHELP. Ottawa: OEL Hydrosys.
- Hidraes Ingenieros Consultores, S.A. (2013). *Estudio de Factibilidad de Hidroeléctrica Mopá*. Guatemala.
- Hidraes Ingenieros Consultores, S.A. (2014). *Diseño Final de Hidroeléctrica Mopá*. Guatemala.
- Hydro Info Systems. (2015). Software TURBNPRO . Avon, Colorado, USA.
- Lopes de Almeida, J., Henri Lejeune, A., Sá Marques, J., & Conceição Cunha, M. (2005). OPAH a model por optimal design of multipurpose small hydropower plants. *Advances in Engineering Softwaer*, 236-247.
- Mohammadi, M., Mohammadi, M., Mohammadi, A., & Farahat, S. (2016). Analyzing Mathematical and Software Methods for Selecting and Designing Francis Turbine in Hydropower Plants. *Journal of Clean Energy Technologies*, Vol. 4, 276-283 .
- Ortiz Marin, C. C. (2017). *Comparación del Desempeño de una Turbina Francis y una Turbina de Flujo Cruzado*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia – Sede Medellín. Tesis de Maestría.
- Palacios, J., & Guerrero, C. (2000). Metodología y algoritmos para la selección óptima del caudal en una pequeá central hidroeléctrica. *Energía y Computación*, Volumen IX.
- Sangal, S., Garg, A., & Kumar, D. (2013). Review of Optimal Selection of Turbines for Hydroelectric Projects. *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, Vol. 3, 424-430.
- Santolin, A., Cavazzini, G., Pavesi, G., Ardizzon, A., & Rossetti, A. (2011). Techno-economical method for the capacity sizing of a small hydropower plant. *Energy Conversion and Management*, 2533-2541.

**Selección entre Turbina Francis y Turbina de Flujo Cruzado en PCH's.
Revisión del Caso de Estudio PCH Mopá, Guatemala.**

Fecha de recepción: marzo 2020

Fecha de corrección: julio 2020

Solaris Energy. (24 de enero de 2020). Lectura cuartohoraria del 2019 del contador de energía del punto frontera de Hidroeléctrica Mopá. Guatemala.

Trafo Elettro. (2014). *Características del transformador de potencia de Hidroeléctrica Mopá*. Montecchio Maggiore.

Tuhtan, J. A. (2007). *Cost Optimization of Small Hydropower*. Stuttgart: Universität Stuttgart, Master's Thesis.

US Army Corps of Engineers. (1985). *Engineerind and Design - Hydropower*. Portland: USACE Publications.

Vallarino, E., & Cuesta, L. (2000). *Aprovechamientos Hidroeléctricos*. Madrid: Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos.

Warnick, C. (1984). *Hydropower Engineering*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall.