

# ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS PARA EL DISEÑO HIDRÁULICO DEL ENTUBAMIENTO DE UN CANAL DE RIEGO ASOCIADO A UNA CENTRAL MINI ELÉCTRICA EN MÉXICO

Mario A. Montiel Gutiérrez<sup>1</sup>, Luis F. Velázquez S.<sup>2</sup>, Félix Martínez<sup>3</sup> y Alfonso Osuna Duarte<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Instituto Mexicano de Tecnología del Agua. Paseo Cuauhnáhuac 8532 Col. Progreso Jiutepec, Morelos México C.P. 62550

<sup>2</sup> Asociación de Usuarios Productores Agrícolas "Culiacancito" Módulo IV-1 A.C, Estación Rosales, Culiacán, Sinaloa México. C.P. 80300

<sup>3</sup> NortechWater Specialties S de RL de CV. Avenida del Río 3495. Col. Hacienda del Río Mexicali, Baja California, México. C.P. 21254  
E-mail: mmontiel@tlaloc.imta.mx, luisfvelazquez@gmail.com, fmartinez@nortechwater.com, aosuna@nortechwater.com

## Introducción

México promueve la generación de electricidad a partir de energías limpias, señaladas en la Ley de Transición Energética (LTE). Un escenario de oportunidad que se tiene para incrementar la hidroelectricidad es mediante la inducción y construcción de proyectos en pequeñas centrales hidroeléctricas abastecidas por el gasto de los canales de riego, lo que sin duda, contribuirá a lograr, mejorar y alcanzar las metas establecidas en energías renovables del sector eléctrico. En el presente trabajo, como caso de aplicación, se propone un análisis de alternativas para la modernización del canal km 37+320 en el Estado de Sinaloa, en una primera etapa, mediante el entubamiento de un tramo del canal y en una segunda etapa se propone la construcción de una central mini eléctrica con una capacidad aproximada de 0.28 MW. El análisis de alternativas consiste en determinar mediante un procedimiento de costo-beneficio, la ubicación de la central hidroeléctrica y por lo tanto la longitud del canal entubado, existiendo cuatro propuestas de sitio ubicadas a 90 m, 450 m, 2125 m y 2,620 m de la fuente de abastecimiento. En total con el entubamiento del canal y la generación de energía se pretende beneficiar a 5660 ha y 1100 usuarios del canal lateral km 37+320 en el Módulo IV-1 "Culiacancito" A.C.

## Diseño agronómico

El diseño agronómico del canal para riego consiste en la determinación del caudal de diseño ( $Q_c$ ) que satisface los requerimientos de riego de los cultivos, de la superficie dominada aguas abajo de la central hidro eléctrica. Se calcula de la manera siguiente: (Montiel y Peña, 2014).

$$Q_c = \frac{27.778 * S * RR_{dd} * IR_c}{Nh * Nd * Ea * Ec} \quad [1]$$

Donde: S es la superficie de riego del proyecto en ha,  $RR_{dd}$  el requerimiento diario de diseño del cultivo en cm,  $IR_c$  el intervalo de riego crítico en días,  $N_h$  es el número de horas de operación por día,  $N_d$  es el número de días efectivos de riego dentro del  $IR_c$ , y  $E_a$  es la eficiencia de aplicación del sistema de riego que se trate (decimal), por último,  $E_c$  es la eficiencia de conducción considerada en el proyecto y 27.778 es un factor de conversión de unidades, para que el gasto resulte en [l/s] a partir de las unidades consideradas en las demás variables. Para el caso del proyecto aplicando la ecuación [1], se obtiene el siguiente gasto de diseño de la tubería para el diseño del sistema de riego aguas debajo de la central minieléctrica:

$$Q_c = \frac{27.778 * 5,660 \text{ ha} * 0.487 \text{ cm} * 15 \text{ días}}{15 \text{ días} * 24 \text{ horas} * 0.65 * 0.80} = 6,135 \text{ l/s}$$

Con este gasto de diseño, se tiene un coeficiente unitario de riego (CUR) de 1.08 l/s/ha, el cual es apropiado para el diseño del riego por gravedad combinado con presurizados y entubamientos por tramos, como lo proponen Montiel y Peña, (2014). Entonces, para el caso del diseño del entubamiento del canal, se proponen riegos con gastos modulares parcelarios de 40 l/s, lo que ajustaría el gasto de diseño a 6,120 l/s. La siguiente tabla 1 muestra la distribución de gastos mensuales de acuerdo con las demandas de riego, determinadas con el software CROPWAT 2.0 de la FAO.

(<http://www.fao.org/3/a-x0490s.pdf>, 2018).

Tabla 1.- Distribución del gasto mensual y demandas de riego.

Meses y año de operación del canal	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Distribución mensual de la demanda (%)	6.54	20.05	16.86	56.66	89.33	100.00	95.28	40.29	7.82
$Q_m$ = Caudal promedio mensual (l/s)	400	1,227	1,032	3,468	5,467	6,120	5,831	2,466	479
Velocidad (m/s) (recomendable de 1 a 3 m/s)	0.16	0.48	0.41	1.37	2.16	2.41	2.3	0.97	0.19
% Sobre el flujo de Diseño	0.07	0.2	0.17	0.57	0.89	1	0.95	0.4	0.08

## Diseño hidráulico

El diseño hidráulico del tramo de canal a entubar considera el cálculo del (o los) diámetro (s) de la tubería para cumplir con el gasto de diseño y a la carga hidráulica necesaria para el óptimo funcionamiento de la turbina hidráulica, con base al desnivel existente y a la longitud considerada de entubamiento. El diseño hidráulico se realizó simulando las pérdidas de carga y las presiones de operación en los diferentes puntos a lo largo de los cuatro tramos del canal entubado considerando el gasto mensual de diseño en las condiciones del canal actual, previo levantamiento topográfico realizado. La siguiente figura 1 muestra el perfil del tramo levantado y sus elevaciones.

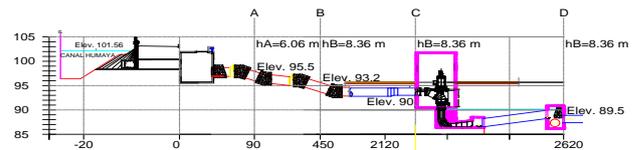


Figura 1.- Perfil del canal km 37+230 con opciones A, B, C y D.

Para las alternativas A, B, C y D existen 4 diferentes cargas brutas y netas e igual número de longitudes de tubería. Se plantea construir una central hidroeléctrica en cualquiera de los puntos anteriores, considerando costos y beneficios inherentes de cada planteamiento. Para tal efecto, considerando la ecuación de la energía o de Bernoulli entre el nivel del canal abastecedor y cada punto estudiado, se tiene una carga potencial bruta ( $H_b$ ) equivalente a la diferencia de cotas, por lo que la carga neta ( $H_n$ ) disponible para hidro generación se representa mediante la siguiente ecuación:

$$H_n = H_b - (H_v + H_f + \sum_1^n H_l) \quad [2]$$

Donde  $H_v$  es la carga de velocidad considerada,  $H_f$  es la pérdida de carga por fricción en la tubería con un coeficiente de fricción ( $f$ ) para una longitud ( $L$ ) y diámetro ( $D$ ), y  $H_l$  y  $n$  son el número de las pérdidas de carga localizadas en el recorrido, por lo que:

$$H_n = H_b - H_{vi} (1 + f \frac{L}{D} + K_r + K_c + K_{cm} + K_e + K_s) \quad [3]$$

Donde:

$H_{vi} = \frac{v_i^2}{2g}$  es la carga de velocidad en el punto  $i$  considerado.

$K_r$  es el coeficiente de pérdidas de carga por rejilla.

$K_c$  es el coeficiente de pérdidas de carga por codos.

$K_{cm}$  es el coeficiente de pérdidas de carga por compuerta.

$K_e$  y  $K_s$  son coeficientes de pérdidas de carga por entrada y salida.

## Diseño híbrido para riego e hidroenergía

Con la carga neta disponible y el gasto estimado por mes se realizó el cálculo de la potencia media de la turbina con base a la siguiente ecuación: (García y Nava, 2013).

$$P_{media} = \eta \gamma Q_m H_n \left( \frac{9.81}{1000} \right) \quad [4]$$

Donde:

$P_{media}$  = Potencia media en kW con base en el factor de conversión (9.81/1000) de kg<sub>f</sub>/m/s.

$\gamma$  = Peso volumétrico del agua en kg<sub>f</sub>/m<sup>3</sup>

$Q_m$  = Gasto medio mensual turbinado en m<sup>3</sup>/s

$H_n$  = Carga neta más frecuente en m

$\eta$  = Eficiencia del conjunto turbogenerador:  $\eta = \eta_t \times \eta_g$  en (%)

$\eta_t$  = Eficiencia de la turbina en %

$\eta_g$  = Eficiencia del generador en %.

La eficiencia de la turbina depende de la velocidad en la tubería y por lo tanto del porcentaje del caudal de diseño operado, siendo afectada con gastos de operación menores al 50% de diseño tal y como se aprecia en la siguiente figura 2. (Mogollón, 2005).

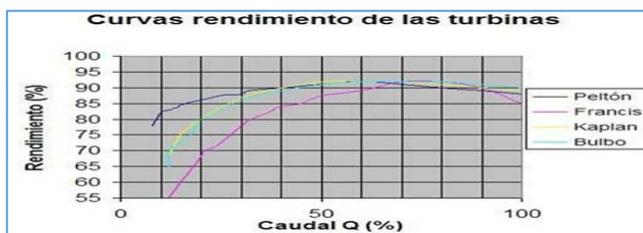


Figura 2.- Curvas de rendimiento de las turbinas en función del caudal de diseño. (Mogollón, 2005).

La generación de energía media mensual y/o anual ( $G_{media}$ ) se calcula con base a las horas efectivas generadas en el intervalo de tiempo con operación efectiva del gasto medio.

$$G_{media} = P_{media} * \text{No horas/año} \quad [5]$$

Donde:  $P_{media}$  esta en kW,  $G_{media}$  en kWh y

No horas/año = 8,760 horas para efectos de generación.

En el presente caso, se consideran sólo 5,088 horas de generación equivalentes a los meses de noviembre a mayo el cual corresponde al período del ciclo agrícola. Al total de energía anual acumulada se le resta el 3% de pérdidas en el transformador y en la central, además del 2% adicional por transporte. Considerando entonces una elevación inicial en el canal de 101.56 m, una eficiencia de turbina variable en función de la velocidad media y una eficiencia del generador del 97%, para cada una de las cotas propuestas para las opciones A, B, C y D, se aplicaron las ecuaciones [3], [4], y [5], calculándose la energía anual acumulada, tal y como se muestra en la tabla 2 siguiente.

Tabla 2.-Cálculo de energía mensual acumulada opción D.

Meses y año de operación del canal	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Distribución mensual de la demanda (%)	6.51	20.05	16.86	56.66	89.33	100.00	95.29	40.29	7.03
Qm + Caudal promedio mensual (l/s)	400	1.202	1.022	3.468	5.467	8.142	8.841	2.468	413
Velocidad (m/s) (recomendación de 1 a 3 m/s)	0.10	0.48	0.41	1.39	2.16	2.41	2.6	0.97	0.16
% Sobra de flujo de Diseño	0.07	0.2	0.17	0.57	0.88	1	1.06	0.4	0.08
Eficiencia de Turbina (des)	0	0.70	0.72	0.91	0.93	0.93	0.93	0.89	0.8
Pérdida por fricción en la tubería (m)	0.01	0.11	0.08	0.86	1.24	2.48	2.41	0.84	0.03
La pérdida en la entrada en transición se asume como Kv=0.4hv	0.00	0.00	0.00	0.04	0.10	0.12	0.11	0.02	0.00
La pérdida por fricción en la tubería se tomará como Kv=0.5hv	0.00	0.00	0.00	0.02	0.05	0.06	0.05	0.01	0.00
La pérdida en la salida del tubo se tomará como Kv=0.5hv	0.00	0.01	0.00	0.05	0.12	0.15	0.13	0.02	0.00
La pérdida por codos se tomará como Kv=0.2hv	0.00	0.00	0.00	0.02	0.05	0.05	0.05	0.01	0.00
La pérdida en compuerta (des) como Kv=	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	0.13	0.13	0.00	0.00
La pérdida de fricción total en los ductos de concreto (H)	0.00	0.03	0.02	0.19	0.46	0.58	0.53	0.09	0.00
La pérdida de Carga (H) total global =	0.01	0.16	0.11	1.31	3.14	3.93	3.57	0.63	0.02
Hn = Carga Neta (m)	11.90	11.54	11.58	10.68	9.68	8.97	8.43	11.57	11.58
Energía disponible después de la tubería (Kw)	27.32	108.31	87.26	330.83	441.96	441.13	438.77	241.97	31.38
Energía disponible después del generador (Kw)	27.38	105.86	85.19	320.90	428.70	427.50	426.51	234.71	32.74
Energía disponible después del transformador (Kw)	27.11	104.01	84.34	317.89	424.62	423.62	421.95	232.36	32.42
Energía disponible después de abastecer con el RL-ATA (Kw)	26.57	101.93	82.65	311.33	418.99	418.15	416.52	229.73	31.77
Energía disponible después de transportar LT (Kw)	26.03	99.89	81.00	305.11	407.61	406.84	404.61	225.16	31.13
Días Operados	31.00	30.00	31.00	31.00	28.00	31.00	30.00	31.00	30.00
Energía mensual disponible antes de operar de mantenimiento (Kw-hr)	830.89	71.303	62.901	227.003	273.919	303.691	291.360	166.032	22.419
Energía mensual acumulada en el ciclo agrícola (Kw-hr)	19.369	91.292	151.953	378.956	662.469	956.160	1.246.519	1.412.591	1.434.969

En la opción D con una longitud de tubería de 2,620 m con diámetros interiores de 1,900 mm y 1,800 mm, con una carga bruta de 12 m y eficiencia total de conjunto turbogenerador del 92.2%, se tiene una energía acumulada de 1.434 GW-hr anual, con 282 kW de potencia promedio sólo de noviembre a mayo. La siguiente tabla 3 muestra los resultados obtenidos para las cuatro opciones de análisis A, B, C y D.

Tabla 3.- Alternativas A, B C y D para la producción anual de energía con diferentes ubicaciones de la central mini eléctrica.

Ubicación Central	Longitud de Tubería	Elevación	Carga Bruta Promedio	Carga Neta Promedio	Potencia Promedio	Energía Anual	Costo Tubería	Costo Minicentral	Costo proyecto	Costo/km	Costo/Kwh	Costo/Kwh
[km]	[m]	[m]	[m]	[m]	[Kw]	[Gwh]	[USD]	[USD]	[USD]	[USD/km]	[USD/kWh]	[USD/kWh]
0+000	90	95.5	6.06	5.28	151	0.77	\$ 144,296	\$ 567,642	\$ 711,938	\$ 1,603,288	\$ 0.74	\$ 3,759.22
0+450	450	93.2	8.36	7.31	210	1.07	\$ 487,648	\$ 796,690	\$ 1,284,338	\$ 1,083,662	\$ 0.74	\$ 3,793.76
2+125	2125	90	11.56	9.82	273	1.389	\$ 1,992,022	\$ 995,863	\$ 2,987,885	\$ 937,422	\$ 0.72	\$ 3,647.85
2+618	2618	89.56	12	10.16	282	1.437	\$ 2,374,737	\$ 995,863	\$ 3,370,600	\$ 907,081	\$ 0.69	\$ 3,531.43

Como puede analizarse, el costo de la central oscila entre \$0.71 (Opción A), hasta \$3.37 Millones de dólares (Opción D), dependiendo de su ubicación en el canal, siendo el costo de la tubería el preponderante en su cálculo. Para poder definir cual de las alternativas es más viable, se calcularon además de estos costos, los beneficios que generarían estas cuatro opciones, como son la modernización del propio canal mediante su entubamiento y sus beneficios inherentes como ahorro de agua por filtraciones, operación y fugas, costos de operación y mantenimiento e incremento de nuevas superficies al riego, así como la generación y venta de energía eléctrica. A continuación, la tabla 4 muestra los beneficios anuales, así como los años de recuperación de la inversión de cada una de las 4 opciones estudiadas.

Tabla 4.- Beneficios y años de recuperación de la inversión de la tubería y la central mini eléctrica.

Opción	Costo proyecto	Ahorros Anual de Agua por Entubamiento				Beneficios en ahorros e ingresos a los Usuarios por año agrícola				
		Filtración y Fugas	Operación y Evaporación	Ahorro Total Anual	Costo de Riego	Utilidad por nuevas superficies	Conservación y mano de obra	Venta de Energía Eléctrica	Total Anual	Años Recuperación 100% Inversión
	[USD]	[mm <sup>3</sup> ]	[mm <sup>3</sup> ]	[mm <sup>3</sup> ]	[USD/año]	[USD/año]	[USD/año]	[USD/año]	[USD/año]	[años]
A	\$ 711,938	70.5	5.3	75.8	\$ 798	\$ 5,101	\$ 473.68	\$ 24,187.32	\$ 30,559.38	23.30
B	\$ 1,284,338	352.5	26.4	379.0	\$ 3,989	\$ 25,501	\$ 2,368.42	\$ 33,584.32	\$ 65,442.61	19.63
C	\$ 2,987,885	2,980.7	275.8	3,256.5	\$ 34,279	\$ 247,402	\$ 11,184.21	\$ 42,345.26	\$ 335,210.72	8.91
D	\$ 3,370,600	3,352.8	351.3	3,704.1	\$ 38,990	\$ 277,521	\$ 13,789.47	\$ 43,728.05	\$ 374,028.94	9.01

Los procedimientos de cálculo de los beneficios se encuentran justificados en función de cada una de las alternativas propuestas, calculando los ahorros de la filtración del canal con el procedimiento propuesto por la fórmula de Moritz, (Rojas, 2015), las pérdidas de operación y evaporación con datos históricos de afloros y datos climatológicos. Según la tabla 4, las opciones C y D (con longitudes de tubería  $L_C = 2,125$  m y  $L_D = 2,618$  m respectivamente) son las que tienen una tasa de retorno de la inversión más favorables. En ambos casos la inversión se recupera en prácticamente 9 años de operación.

## Resultados y conclusiones

Los usuarios seleccionaron la opción D ya que interconectaron su red de riego con otras tuberías ya instaladas aguas abajo. En el caso de diseño de obras similares asociadas de riego y generación de energía, la demanda de agua para riego tiene prioridad al no haber reservorios de regulación. El costo de la tubería resultó del 85% del proyecto, por lo que es necesario justificar aún más estos proyectos con los beneficios de la modernización hidroagrícola.

## Referencias Bibliográficas

García G. Héctor y Nava M. Arturo. (2013). *Selección y Dimensionamiento de Turbinas Hidráulicas para centrales eléctricas*. UNAM. Facultad de Ingeniería. México D.F.

Mogollón Jorge (2005.). *Clasificación de turbina hidráulicas*. <http://clasificaciondeturbinas.blogspot.mx/2015/03/clasificacion-de-turbinas-hidraulicas.html>

Montiel G. Mario y Peña P. Efrén (2014). *La Flexibilidad del Riego en el diseño hidráulico de sistemas mixtos: riego por goteo y gravedad*. IAHR Memorias del XXVI Congreso Latinoamericano de Hidráulica Santiago, Chile, agosto 2014.

Rojas Pablo, (2015). *Hidráulica. Pérdidas en Canales*. <https://www.ingeciv.com/category/hidraulica/perdidas-en-canales/>.