



IV CONGRESO NACIONAL DE RIEGO Y DRENAJE COMEII 2018

Aguascalientes, Ags., del 15 al 18 de octubre de 2018

CONSTRUCCIÓN DE UNA CENTRAL MINIELÉCTRICA PARA LA VENTA Y/O AUTOCONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MÓDULO DE RIEGO IV-1 “CULIACANCITO” A.C.

Mario A. Montiel Gutiérrez^{1*}; Luis F. Velázquez Serrano²; Alfonso Osuna Duarte³

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

mmontiel@tlaloc.imta.mx - (52) 7773293658 (*Autor de correspondencia)

²Presidente del Consejo de administración de la Asociación de Usuarios Productores Agrícolas “Culiacancito” Módulo IV-1 A.C, Estación Rosales, Culiacán, Sinaloa, C.P. 80300, México.

³Director de NortechWater Specialties S de RL de CV. Avenida del Río 3495, Col. Hacienda del Río Mexicali, Baja California, C.P. 21254, México.

Resumen

México promueve la generación de electricidad a partir de energías limpias, señaladas en la Ley de Transición Energética. Un escenario de oportunidad en el sector, consiste en promover la inducción y construcción de proyectos en pequeñas centrales mini eléctricas abastecidas por el gasto de los canales de riego, lo que contribuirá a lograr, mejorar y alcanzar las metas establecidas en energías renovables del sector eléctrico, así como mejorar las finanzas y la productividad del agua en los Módulos de Riego. En el presente trabajo, como caso de aplicación, se propone un análisis de alternativas para la modernización del canal km 37+320 del Canal Principal Humaya, 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 MWcd. El análisis de alternativas consistió 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. Los resultados obtenidos en el diseño son una longitud de tubería de 2,620 m con diámetro interior de 1900 mm, una carga bruta de 12 m y una eficiencia total de conjunto turbogenerador del 92.2%, la cual genera una energía acumulada de 1.434 GWh anual, con 282 kW de potencia promedio anual. Al comparar contra los beneficios generados por los ahorros de agua, los ingresos por venta de agua, nuevas superficies sembradas, mantenimiento de la red y venta de energía eléctrica, el tiempo de recuperación de la inversión para el Módulo de Riego es de 9 años. Se presentan cuadros y gráficos que muestran los resultados y se hace una breve descripción de los mismos.

Palabras claves: central mini eléctrica, canal entubado, energía eléctrica.

Introducción

México promueve la generación de electricidad a partir de energías limpias, señaladas en la Ley de Transición Energética (LTE), con una meta a cumplir de un 25% para el 2018, del 30% para el 2021 y 35% para el 2024. México cuenta con un enorme potencial en prácticamente todas las tecnologías renovables y ahora con nueva Reforma Energética en 2012 y la Ley de Energía Eléctrica en 2014, se van destrabando las barreras que antes impedían el desarrollo de nuevos generadores, tecnologías, mercados y consumidores. Un escenario de oportunidad que se tiene para incrementar la hidroelectricidad consiste en la inducción y construcción de proyectos en pequeñas centrales hidroeléctricas abastecidas por el gasto de los canales de riego, lo que contribuirá a lograr, mejorar y alcanzar las metas establecidas en energías renovables del sector eléctrico.

Por otra parte, los usuarios de riego organizados en Asociaciones Civiles para Riego (ACUR), realizan inversiones para el mejoramiento de sus redes de canales, con el 50% de financiamiento propio mediante sus cuotas de modernización, y el restante 50% mediante recursos federales. Bajo este esquema de inversiones, el Módulo de Riego IV-1 “Culiacancito” A.C, en el Distrito de Riego 010 Culiacán-Humaya, Estado de Sinaloa, ha modernizado su red de 152 km de canales que lo conforman, entubando 32 km de la red, para aprovechar la energía hidráulica disponibles de los canales y maximizar la recuperación de volúmenes perdidos por filtraciones y una deficiente operación. (Velázquez, 2016).

La Asociación de Usuarios Productores Agrícolas “Culiacancito”, Módulo de Riego IV-1 A.C., se encuentra localizado al Poniente de la Cd. de Culiacán, en parte de los Municipios de Culiacán y Navolato en el Estado de Sinaloa, en el área de influencia de la IV Unidad, del Distrito de Riego No. 010 Culiacán-Humaya, Sinaloa. Cuenta con una superficie física total de 15,863.02 hectáreas, de las cuales son irrigadas 15,355.28 ha., de estas 8,913.85 pertenecen a 1,215 usuarios del sector social, que en promedio explotan una superficie de 7.33 has., y 6,441.43 has. Son de 413 productores del sector particular, que poseen en promedio 15.59 has., y en general a nivel de Módulo de riego la superficie media por usuario es 9.43 ha. Cuenta con 7 secciones de riego y tiene una proporción en cuanto a la distribución de la tierra por sector, del 58.05 % para el ejidal y el restante 41.95 % para el particular.



Figura 1. Ubicación geográfica del Módulo de Riego IV-1 “Culiacancito” A.C. en Sinaloa.



El presente proyecto consiste en un análisis de alternativas para la modernización del canal lateral km 37+320, mediante el entubamiento de un tramo del canal y la construcción de una central mini eléctrica con una capacidad aproximada de 0.3 MW. El análisis de alternativas consiste en determinar mediante un procedimiento de costo beneficio, la ubicación de la central hidro eléctrica 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 5,660 ha y 1100 usuarios del canal lateral km 37+320 en el Módulo IV-1 Culiacancito. La modernización de la zona de riego permitirá asegurar la productividad y calidad de los cultivos de la zona como maíz, frijol, garbanzo, hortalizas y aumentar los ingresos del Módulo de Riego mediante la venta de energía eléctrica

Diseño Agronómico

El diseño agronómico del canal modernizado consiste en la determinación del gasto de diseño que satisface los requerimientos de riego de la superficie sembrada que se domina aguas abajo de la central hidroeléctrica. Se calcula de la manera siguiente: (Montiel y Peña, 2014).

$$Q_c = \frac{27.778 * S * RR_{dd} * IR_c}{N_h * N_d * E_a * E_c} \quad (1)$$

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 enteros en el caso del riego por gravedad y goteo, o bien sistemas mixtos 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 en la zona de Culiacán, Sinaloa, se consideró una superficie de 5,660 ha con un requerimiento de riego promedio diario (RR_{dd}) de 0.487 cm/día en el mes de abril y un intervalo de riego crítico (IR_c) de 15 días el cual es equivalente al número de días efectivos de riego (N_d), y turnos de riego diario de 24 horas/día, eficiencias de aplicación (E_a) del 65 % y eficiencia de conducción (E_c) del 80%, por lo que aplicando la ecuación 1 anterior se obtiene el siguiente gasto:

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

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
Qm = 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

Como es de notarse, los gastos considerados de acuerdo con la distribución propuesta, resultan en velocidades mínimas para el caso de los meses de octubre y junio. En el caso de los meses de julio a septiembre, los canales prácticamente tienen gasto nulo, conduciendo prácticamente el gasto para uso doméstico de las áreas rurales que existen aguas abajo.

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 2 muestra el perfil del tramo levantado y sus elevaciones.

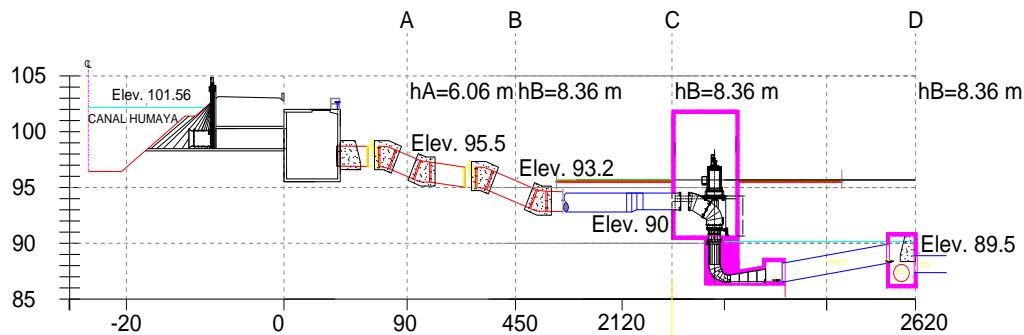


Figura 2. Perfil del canal km 37+230 con las opciones A, B, C y D de análisis.

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:

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

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 y energía

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 kgf m/s .

γ = Peso volumétrico del agua en kgf/m^3

Q_m = Gasto medio mensual turbinado en m^3/s

H_n = Carga neta más frecuente en m

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

η_t = Eficiencia de la turbina en %

η_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 figura 2. (**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} está en kW, G_{media} en kWh y No horas/año = 8,760 horas para efectos de generación.

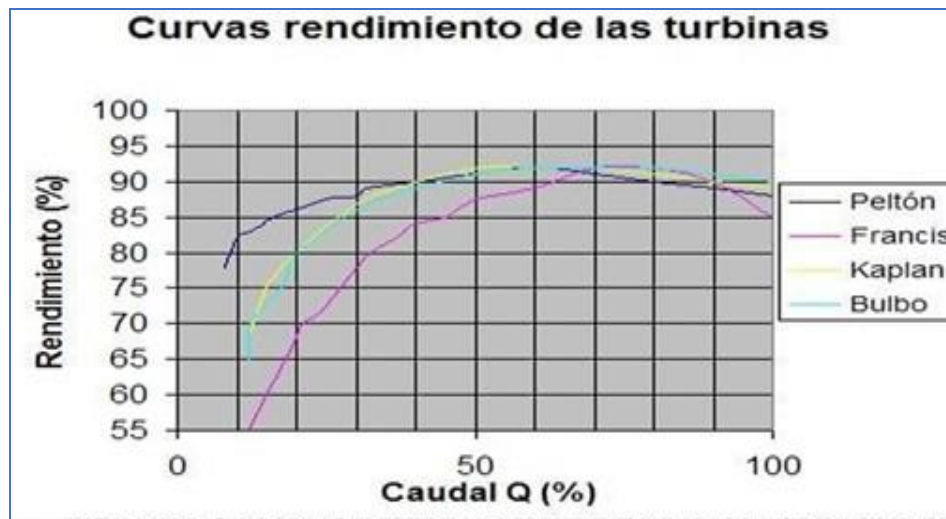


Figura 2. Curvas de rendimiento de las turbinas en función del caudal de diseño. (Mogollón, 2005).

En el presente caso, se consideró una turbina de bulbo con sólo 5,088 horas de generación equivalentes a los meses de noviembre a mayo el cual corresponde al período del ciclo agrícola. Con éste valor de tiempo de operación se calculó con el gasto medio mensual, la energía mensual producida mediante la ecuación [5] la cual se acumuló anualmente para definir la producción total esperada.

Al total de energía anual acumulada se le restó 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 (%)	6.54	20.05	16.86	56.66	89.33	100.00	95.28	40.29	7.82
Qm = 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
Eficiencia de Turbina (dec)	0.6	0.76	0.73	0.91	0.93	0.91	0.91	0.88	0.6
Pérdida por fricción en la tubería (m)	0.01	0.11	0.08	0.86	2.14	2.68	2.44	0.44	0.02
La pérdida en la entrada en transición se asume como Ke =0.4hv	0.00	0.00	0.00	0.04	0.10	0.12	0.11	0.02	0.00
La pérdida por rejillas de seguridad se tomará como Kr = 0.2hv	0.00	0.00	0.00	0.02	0.05	0.06	0.05	0.01	0.00
La pérdida en la entrada del tubo se asume como Ket= 0.5hv	0.00	0.01	0.00	0.05	0.12	0.15	0.13	0.02	0.00
La pérdida en la salida del tubo se tomará como Ks= 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 Kc= 0.2hv	0.00	0.00	0.00	0.02	0.05	0.06	0.05	0.01	0.00
La pérdida en compuerta Slipmeter Kcr=	0.00	0.00	0.00	0.09	0.11	0.13	0.12	0.02	0.00
La pérdida de fricción total en los ductos de concreto (Hf)	-	0.03	0.02	0.19	0.46	0.58	0.53	0.09	-
La pérdida de Carga (Ht) total global =	0.01	0.16	0.11	1.31	3.14	3.93	3.57	0.63	0.02
Hn = Carga Neta (m)	11.99	11.84	11.89	10.69	8.86	8.07	8.43	11.37	11.98
Potencia disponible despues de la turbina (Kw)	28.23	108.31	87.82	330.83	441.96	441.13	438.77	241.97	33.76
Potencia disponible despues del generador (Kw)	27.38	105.06	85.19	320.90	428.70	427.90	425.61	234.71	32.74
Potencia disponible despues del transformador (Kw)	27.11	104.01	84.34	317.69	424.42	423.62	421.35	232.36	32.42
Potencia disponible después de utilización por la PLANTA (Kw)	26.57	101.93	82.65	311.34	415.93	415.15	412.92	227.72	31.77
Potencia disponible despues de transporte LT (Kw)	26.03	99.89	81.00	305.11	407.61	406.84	404.67	223.16	31.13
Días Operando	31.00	30.00	31.00	31.00	28.00	31.00	30.00	31.00	30.00
Energía mensual disponible antes de paros de mantenimiento (Kw-h)	19,369	71,923	60,261	227,003	273,913	302,691	291,359	166,032	22,415
Energía mensual acumulada en el ciclo agrícola (Kw-hr)	19,369	91,292	151,553	378,556	652,469	955,160	1,246,519	1,412,551	1,434,966

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 GWh anual, con 282 kW de potencia promedio sólo de los meses de noviembre a mayo. La siguiente tabla 3, muestra los resultados obtenidos para las cuatro opciones analizadas: A, B, C y D.

En la primera y segunda columna se tiene la opción a evaluar, así como su ubicación en el cadenamamiento correspondiente en el canal. La tercera columna corresponde a la longitud de tubería necesaria para presurizar desde la fuente de abastecimiento y la cuarta columna corresponde a la elevación del cadenamamiento considerado. A partir de aquí se tienen los cálculos de la carga bruta disponible (Hb) en la quinta columna y la carga neta calculada para cada una de las opciones a partir de la ecuación 2 y con el formato de la tabla 2 en la sexta columna. En las columnas (7) y (8), se tiene la potencia promedio en Kw, calculada como el promedio de todas las potencias mensuales desde noviembre a mayo, la energía en Gwh calculada mes por mes, con un total de 5,088 horas al año. Por último en las columnas 9 a la 14 se tienen los costos de tubería, minicentral, proyecto (calculado como la suma de ambos), y los unitarios por km de tubería, Kwh y Kw considerando sólo el costo de la central mini eléctrica.

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

Opción	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/kW]
A	0+090	90	95.5	6.06	5.28	151	0.77	\$ 144,296	\$ 567,642	\$ 711,938	\$ 1,603,288	\$ 0.74	\$ 3,759.22
B	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
C	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
D	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 cuál 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. En la la tabla 4 muestra los beneficios anuales, así como los años de recuperación de la inversión de cada una de las 4 opciones estudiadas.

Los procedimientos de cálculo de los beneficios se encuentran justificados en función de cada una de las alternativas propuestas, calculando los ahorros anuales de agua para riego en función de la filtración del canal con el procedimiento propuesto por la fórmula de Moritz, (**Rojas, 2015**), para la longitud de cada una de las propuestas A, B, C ó D. Las pérdidas de operación y evaporación con datos históricos de aforos y datos climatológicos considerando sólo el espejo del agua del canal y el ahorro total como la suma de ambos datos.

Tabla 4. Beneficios y años de recuperación de la inversión de la tubería y la central mini eléctrica en el Módulo IV-1 Culiacancito A.C.

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	Cuota de Riego	Utilidad por nuevas superficies	Conservación y mano de obra	Venta de Energía Eléctrica	Total Anual	Años Recuperación 100% Inversión
		[USD]	[mm ³]	[mm ³]	[mm ³]	[USD/año]	[USD/año]	[USD/año]	[USD/año]	[USD/año]
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 Beneficios por ahorros e ingresos en recursos de tienen debido a los ingresos por cuota de riego derivados del volumen ahorrado por el entubamiento, el cual es del orden los \$50 USD por hectárea nueva, las utilidades por nuevas superficies cosechadas el cual es del orden de \$500 USD por hectárea nueva, los ahorros de conservación anual al entubar el canal los cuales son del orden de \$5,000 USD/km de canal entubado y la venta de energía al año la cual se considera a un precio estimado del orden delos \$32.36 USD/MWh. 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. Con el 50% de apoyo con recursos federales para los usuarios éste retorno es de 4.5 años.



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 las obras asociadas de riego y generación de energía, la demanda de riego tiene prioridad en cuanto al diseño al no haber reservorio de regulación.

Para el caso de los canales con entubamiento, el costo de la tubería puede ser hasta de un 85% del costo del proyecto, como es este caso, lo cual hace incosteable el proyecto, considerando sólo la venta de energía, por lo que es necesario justificar los proyectos con los beneficios inherentes de la modernización hidroagrícola.

La ejecución de éste tipo de proyectos en casos similares permitirá abrir el mercado eléctrico para venta o autoconsumo de los Módulos de Riego, mejorando así la productividad económica del agua concesionada originalmente para riego agrícola.

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*. Página Web: <https://www.ingeciv.com/category/hidraulica/perdidas-en-canales/>.

Velázquez Serrano Luis. F. (2016). *II Informe de la Operación, Conservación y Administración del Módulo de Riego IV.1 "Culiacancito"*. S/N Editorial. Culiacán de Rosales, Sinaloa, México.

Velázquez S. Luis Fernando et al. (2016). Análisis comparativo de la operación de 2 ciclos agrícolas del Módulo de Riego IV-1 "Culiacancito" A.C. Memorias del II Congreso Nacional COMEII 2016. Texcoco, Estado de México.