



**MEDIO AMBIENTE**

SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



**IMTA**

INSTITUTO MEXICANO  
DE TECNOLOGÍA DEL AGUA

**COORDINACIÓN DE HIDROLOGÍA**  
**Subcoordinación de Planeación Hídrica**

**Proyecto TH1917.1**  
**“Equipamiento de presas de riego para generación de  
energía hidroeléctrica”**

**INFORME FINAL**

Elaboró:

M.I. Ana A. Palacios Fonseca  
M.I. Alexis Cervantes Carretero  
M.I. Avidán Bravo Jácome

Noviembre de 2019



## Contenido

1.	Antecedentes.....	4
2.	Identificación del Sitio Viable en Estudio.....	4
3.	Información topográfica del Sitio en Estudio.....	8
4.	Información hidrológica y del uso de agua para riego.....	11
4.1	Registros históricos hidrométricos del canal San Luis.....	13
4.2	Análisis de frecuencia de caudales diarios.....	18
5.	Revisión del marco legal del sector eléctrico y las bases del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).....	20
5.1	Ley de la Industria Eléctrica.....	20
	Análisis de la LIE.....	25
	Recomendación.....	25
5.1	Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica.....	26
	Comentarios.....	28
5.2	Bases del Mercado Eléctrico.....	28
	Base 2. Definiciones y Reglas de Interpretación.....	28
	Base 3. Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.....	29
	Base 5. Acceso al Sistema Eléctrico Nacional.....	30
	Base 7. Pequeños Sistemas Eléctricos.....	31
	Análisis.....	33
	Propuesta.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
5.3	Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.....	33
	Capítulo 1. Introducción.....	33
	Capítulo 2. Obligaciones y responsabilidades.....	35
	Capítulo 3. Opciones de interconexión y conexión.....	36
	Capítulo 4. Solicitud de interconexión y solicitud de conexión.....	37
	Capítulo 5. Atención y seguimiento a la solicitud de interconexión y solicitud de conexión.....	37
	Capítulo 7. Requerimientos de información técnica para la realización de estudios.....	37
	Capítulo 8. Estudios de interconexión y conexión, y validación de requerimientos técnicos.....	38
	Capítulo 11. Costos para la elaboración de los estudios de interconexión y conexión.....	38
5.4	Ley de Aguas Nacionales.....	39





Capítulo III. Uso en generación de energía eléctrica .....	39
5.5 Reglamento de la Ley de Aguas Nacionales .....	39
Comentario .....	39
6. Estudio de costos de KW/h para generación mediante energías limpias y el costo de venta de esa energía .....	40
6.1 Proceso de selección de tarifas para KWh .....	41
6.2 Tarifas de análisis para la C.H. San Luis .....	45
7. Identificación del sitio de interconexión .....	46
7.1 Punto de Interconexión .....	47
8. Diseño del Esquema de la CH San Luis .....	49
8.1 Diseño de la obra civil: presa derivadora con tubería a presión hasta la turbina .....	52
8.2 Diseño y colocación de soportes para la tubería a presión .....	58
9. Estudio de costos de construcción, operación y mantenimiento .....	62
9.1 Selección de tuberías, piezas especiales y accesorios .....	62
9.2 Selección de infraestructura electromecánica: Turbina Crossflow .....	66
9.3 Costos de infraestructura civil y electromecánica .....	69
9.4 Mantenimiento, operación y vigilancia .....	69
9.5 Proyecto Ejecutivo .....	70
9.6 Resumen de costos .....	71
10. Estudio de rentabilidad del proyecto: energía generada, costo, venta de energía y TIR .....	72
11. Presentación de resultados a los beneficiarios .....	77
12. Resultados y Conclusiones .....	80
13. Bibliografía .....	82





## 1. Antecedentes

Actualmente la Planeación del Sistema Eléctrico Nacional indica que se requieren 66,912 MW de capacidad adicional para satisfacer la demanda de energía eléctrica en el SEN en el periodo 2018-2032. Sin embargo, se estima un crecimiento moderado en la generación hidroeléctrica de 2% anual, que corresponde a 2,213 MW.

Existen diversos esquemas de aprovechamiento con posibilidades de desarrollo con expectativas de rentabilidad y bajos impactos sociales y ambientales, tales como: centrales de almacenamiento de energía por bombeo, equipamiento de infraestructura existente y modernización/repotenciación de centrales existentes; centrales socialmente aceptables y ambientalmente amigables a través de micro, mini y pequeña generación, con un enfoque multipropósito, bajo nuevos esquemas de planeación, diseño y explotación fundamentados en el trinomio agua-energía-alimentos. En las presas y canales de riego se tiene carga hidráulica en donde es posible generar energía hidroeléctrica.

México tiene 86 distritos de riego, que manejan un volumen de agua de 30,913.612 Mm<sup>3</sup> (2016-2017), extraído de diversas fuentes (presas de almacenamiento, acuíferos y bombeos). Las presas aportan el 70.7% de ese volumen y es conducido hacia los distritos, por canales principalmente, donde es posible generar energía hidroeléctrica. Se identifican 52 distritos de riego en donde existe al menos un punto para generar energía hidroeléctrica.

## 2. Identificación del Sitio Viable en Estudio.

Los distritos de riego fueron transferidos a los usuarios organizados, de conformidad con el artículo 65 de la Ley de Aguas Nacionales y 97 de su Reglamento, (Comisión Nacional del Agua, 2014) por lo que estos tienen concesionada el agua y la infraestructura para prestar el servicio de riego.

En el distrito de riego 014, Río Colorado, Baja California y Sonora, se han identificado los canales Reforma, Independencia, Revolución, Barrote, Alimentador del Sur y San Luis de la Mesa Arenosa, con posibilidades de generar energía hidroeléctrica (Figura 2.1).

En un recorrido por estos canales con los Directivos de los Usuarios Organizados, Organismo de Cuenca Península de Baja California y Distrito de Riego 014, Río Colorado, se seleccionó al canal San Luis de la Mesa Arenosa (Canal San Luis) para generar energía, mediante la construcción de una central hidroeléctrica. El objetivo es que los usuarios se vean beneficiados con la generación de la minihidroeléctrica para el pago de su energía eléctrica en los bombeos, así como la venta de energía a la localidad más cercana.

El punto de interconexión se encuentra en el Km 2+500, aprovechando un desnivel aproximado de 10 m, en donde se tienen cinco caídas (Figura 2.2). Se trata del canal San Luis, en el distrito 014, que cuenta con la mayor carga hidráulica (10 m aproximadamente), y un gasto medio de 6.4 m<sup>3</sup>/s y por el cual transita agua la mayor parte del año (335 días por año).

Se puede generar electricidad por medio de la construcción de una central hidroeléctrica (CH SAN LUIS), con la ventaja de que la infraestructura civil ya fue construida, los problemas sociales ya fueron resueltos y no se tienen mayores impactos ambientales.

Asimismo, el sitio se localiza muy cerca de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, para su posible interconexión.





Para llegar a este punto se requiere trasladarse de Mexicali, Baja California, a San Luis Río Colorado, Sonora. En San Luis Río Colorado, se toma la carretera que va hacia el Golfo de Santa Clara y en las afueras de esa ciudad cruza el Canal San Luis. Antes del cruce se tienen cuatro caídas y la quinta caída posteriormente (Ver figuras 2.3, 2.4 y 2.5).

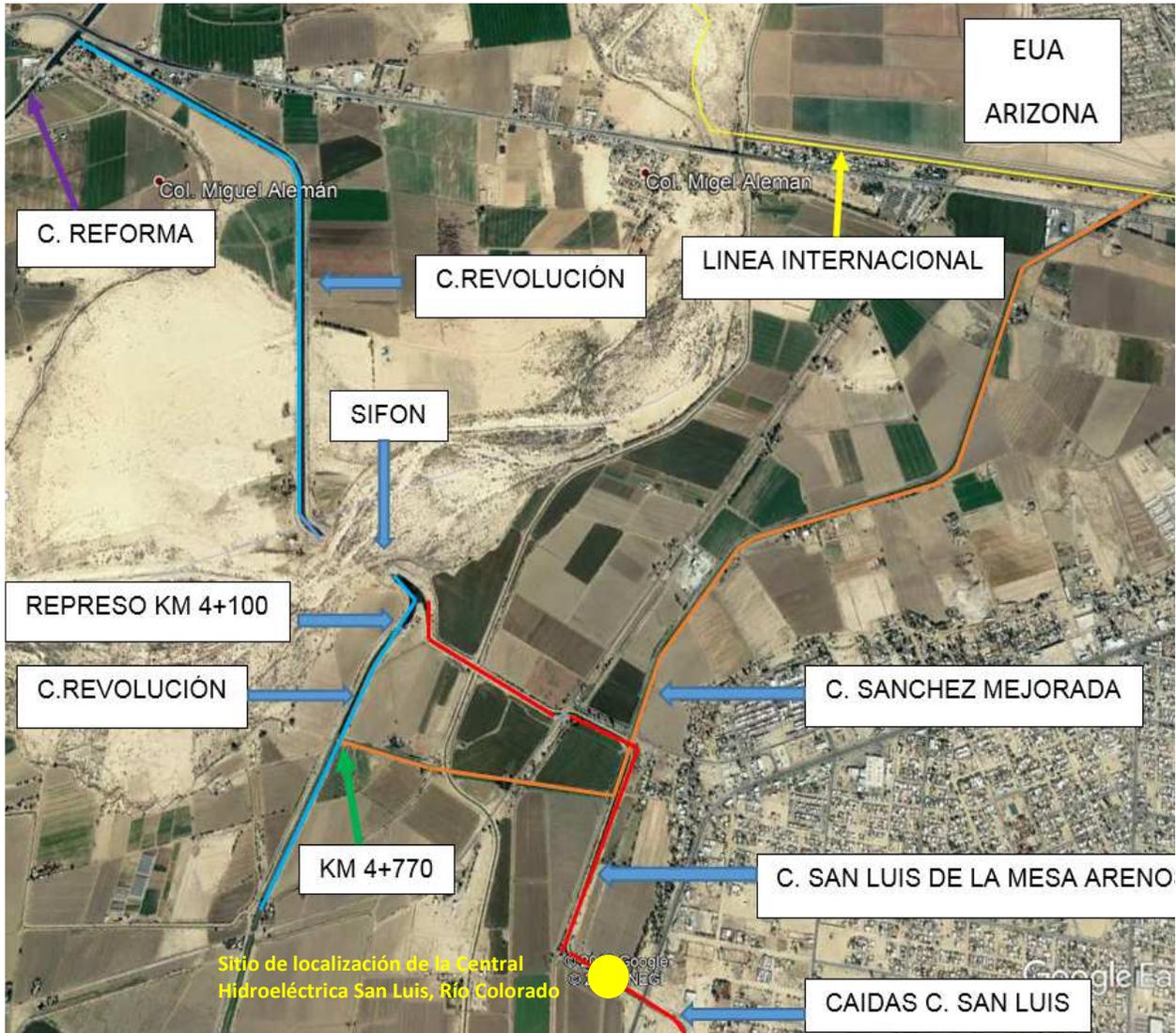


Figura 2.1. Sitio de localización de la Central Hidroeléctrica San Luis, Río Colorado



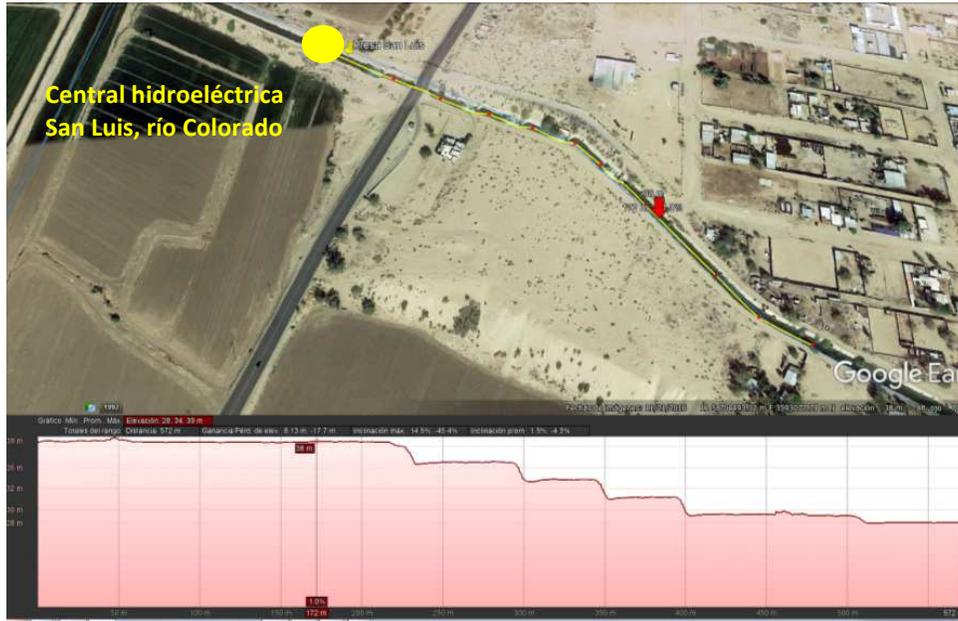


Figura 2.2. Perfil de caídas naturales en el KM 2+240 del Canal San Luis



Figura 2.3. Primeras tres caídas naturales del Canal San Luis (vista hacia aguas arriba)





**Figura 2.4 Tercera caída y su tanque de amortiguamiento del Canal San Luis**



**Figura 2.5. Curva antes de primera caída hacia aguas abajo del Canal San Luis**





### 3. Información topográfica del Sitio en Estudio

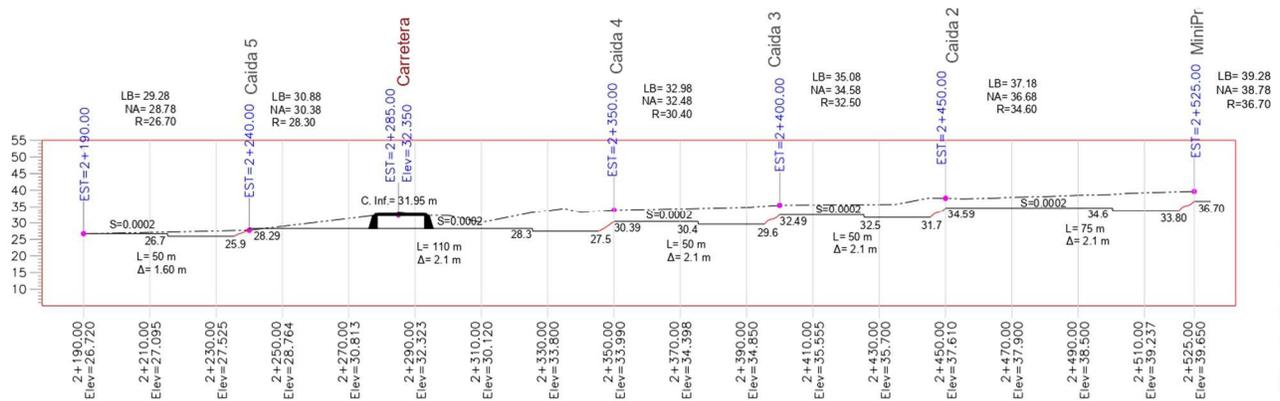
El Canal San Luis descarga sus aguas en el Canal Revolución, y a este se le conoce como el cadenamiento Km 0+000. En las oficinas del distrito de riego 014, Río Colorado, se encontraron dos planos del Canal San Luis (Figura 3.2 y 3.3): 1. “Canal Principal de Conducción de la Mesa Arenosa de San Luis – Tramo del Km 0+000 al Km 4+000” que muestra los datos hidráulicos siguientes:

**Tabla 3.1. Datos hidráulicos del Canal San Luis en el tramo del Km 0+000 al Km 4+000.**

$Q = 20.26 \text{ m}^3/\text{s}$	$r = 1.305 \text{ m}$
$V = 1.125 \text{ m/s}$	$n = 0.015$
$A = 18.01 \text{ m}^2$	$s = 0.0002$
$b = 4.50 \text{ m}$	$m = 2:1$
$d = 2.08 \text{ m}$	$Lb = 0.50 \text{ m}$
$e = 0.09 \text{ m}$	$Sb = 0.20 \text{ m}$

En el plano 2. “Caídas del Canal de Conducción Mesa Arenosa de San Luis” (Figura 3.3), se observa que la primera caída se localiza en el Km 2+240 y la quinta en el Km 2+500.

Las elevaciones de las rasantes en donde termina la primera (ELEV. B) y en donde inicia la quinta caída (ELEV. A) son las cotas 26.70 m y 36.70 m respectivamente; por lo que el desnivel entre ambos puntos es de 10.00 m (Figura 3.1).



**Figura 3.1. Representación del Plano “Canal Principal de Conducción de la Mesa Arenosa de San Luis – Tramo del Km 0+000 al Km 4+000”**



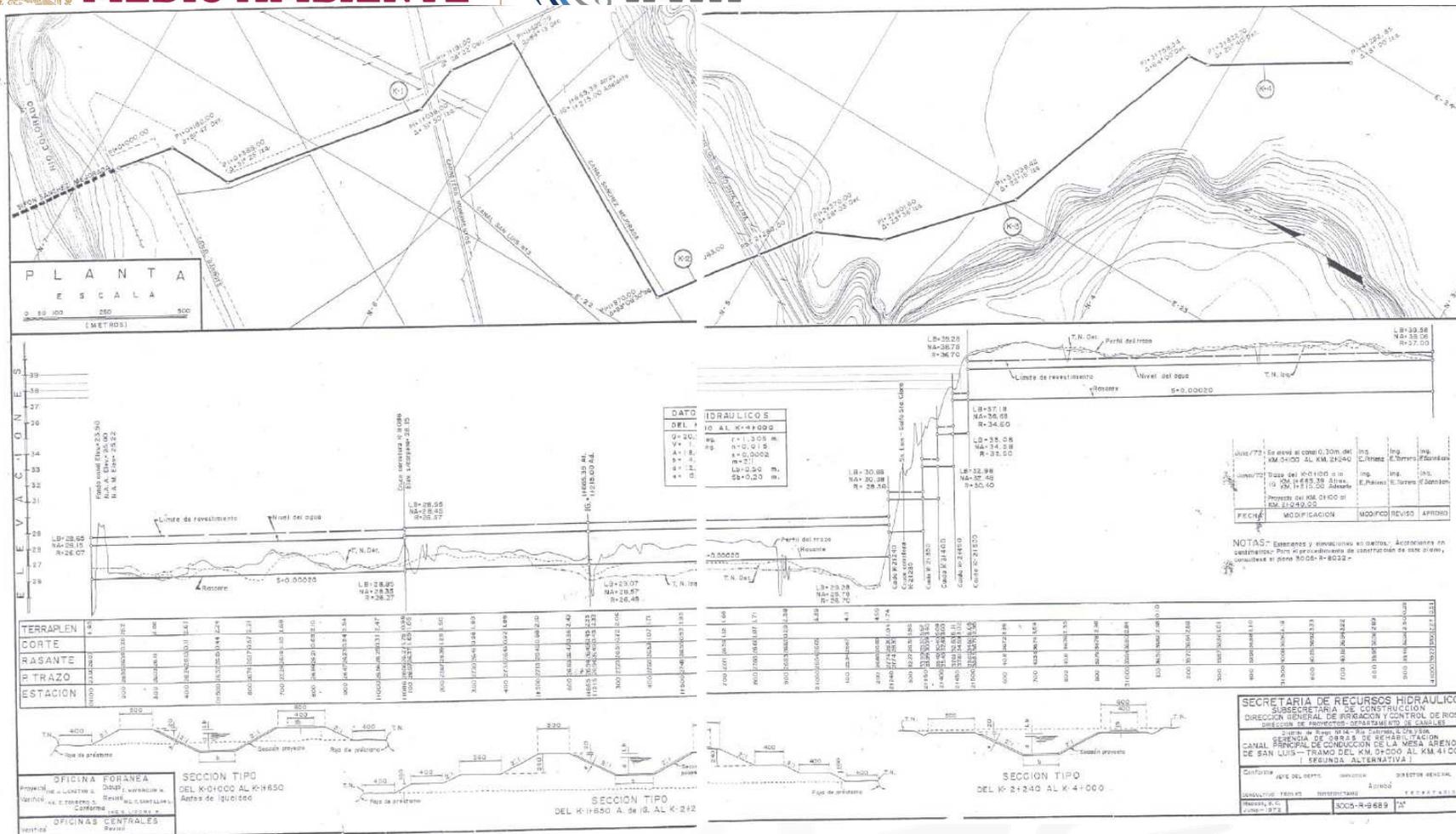


Figura 3.2. Plano "Canal Principal de Conducción de la Mesa Arenosa de San Luis – Tramo del Km 0+000 al Km 4+000"

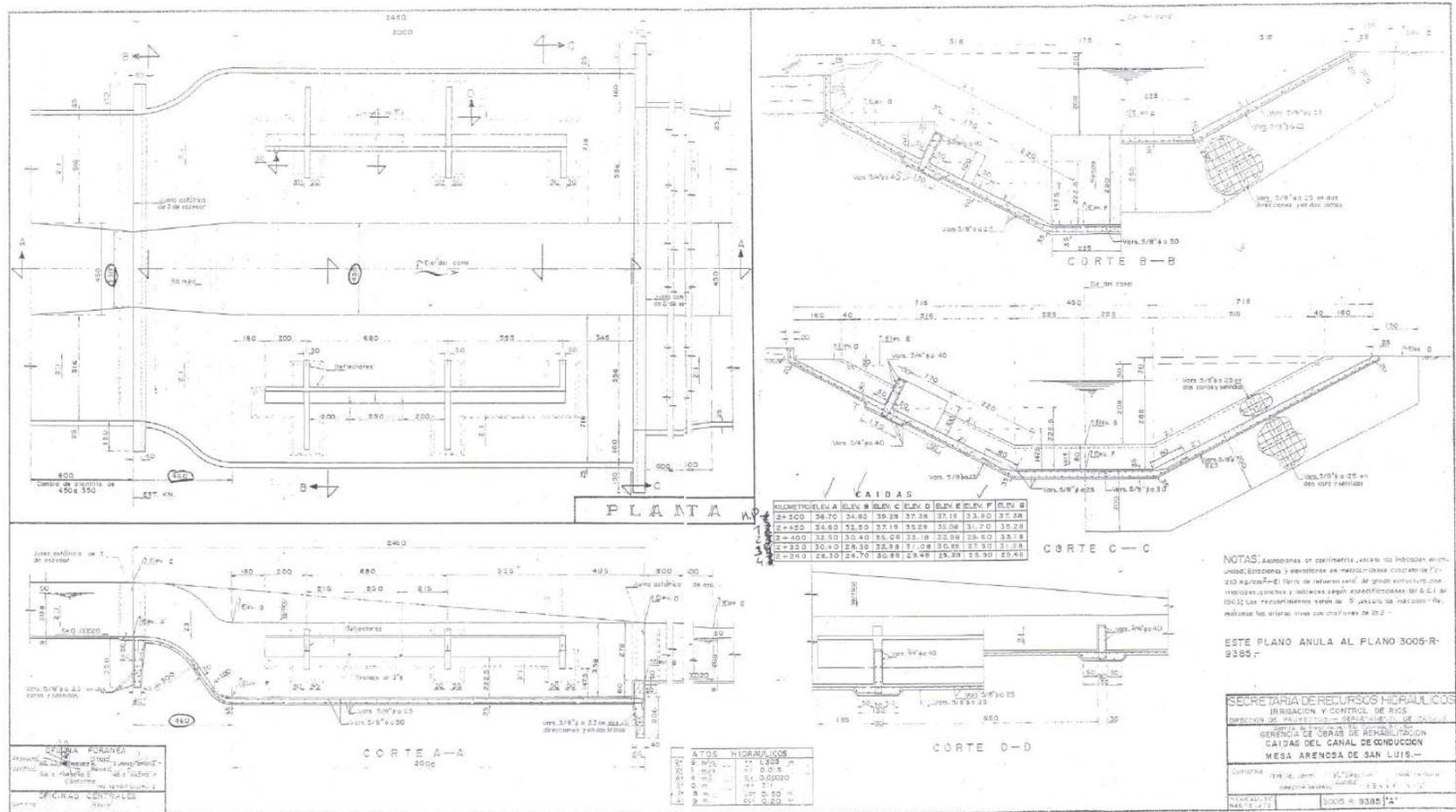


Figura 3.3. Plano "Caídas del canal de conducción de la Mesa Arenosa de San Luis"





Asimismo, de acuerdo con el estudio agrológico del distrito de riego 014, Río Colorado, Baja California y Sonora, el suelo del sitio en estudio pertenece a la serie Gila Fase Ligera. Es un suelo aluvial profundo producto de los acarreo de las avenidas del río Colorado. En la Tabla 3.2 se muestra la textura de los diferentes horizontes de suelo.

**Tabla 3.2. Texturas del suelo de la serie Gila Fase Ligera**

Horizonte (cm)	Cantidad (%)			Textura
	Arena	Limo	Arcilla	
0-35	31.28	51.00	17.72	Migajón limoso
35-45	39.28	54.00	8.72	Migajón limoso
45-53	35.28	34.6	30.08	Migajón arcilloso
53-75	33.28	51.64	15.08	Migajón limoso
75-100	44.28	48.64	7.08	Franco
100-120	35.28	46.64	18.08	Franco
120-130	33.28	36.64	30.08	Migajón arcilloso
130-140	37.28	50.64	12.08	Migajón limoso
140-160	37.28	55.64	7.08	Migajón limoso
160-168	32.28	48.64	19.08	Franco
168-200	50.54	43.28	6.64	Migajón arenoso

#### 4. Información hidrológica y del uso de agua para riego

El distrito de riego 014, Río Colorado, Baja California y Sonora, es uno de los más importantes de México. En el año agrícola 2015 –2016 se cosecharon 193,203 ha, con un volumen de agua superficial de 1,450 Mm<sup>3</sup> y 906 Mm<sup>3</sup> de agua subterránea. El agua subterránea es extraída de los acuíferos 0210 Valle de Mexicali y 2601 Valle de San Luis Río Colorado.

El canal San Luis conduce aguas subterráneas del acuífero 2601 Valle de San Luis Río Colorado, Sonora por una batería de pozos profundos y fluye por una red de canales (Figura 4.1). Este canal descarga el agua subterránea en un punto conocido como “La Licuadora”, en donde se mezclan con la de los canales Revolución y Sánchez Mejorada (Figura 2.1).

A continuación, se muestran los volúmenes de agua extraídos de las dos fuentes de agua en los últimos seis años agrícolas en este distrito de riego (Tabla 4.1).

**Tabla 4.1. Volúmenes 2011 a 2017 de agua extraídos de las fuentes de abastecimiento del DR 014, Río Colorado, Baja California y Sonora. Fuente: CONAGUA**

Año Agrícola	Volumen (Mm <sup>3</sup> )		
	Superficial	Subterráneo	Total
2011 – 2012	1,494.010	880.006	2,374.016
2012 – 2013	1,489.497	870.381	2,359.878
2013 – 2014	1,497.591	899.947	2,397.538
2014 – 2015	1,464.910	905.717	2,370.627
2015 – 2016	1,450.068	906.173	2,356.241
2016 – 2017	1,543.662	885.042	2,428.704





Con estos volúmenes de agua se cosecharon las siguientes superficies, en donde destacan los cultivos de trigo, algodón y alfalfa, como se muestra en la Tabla 4.2.

**Tabla 4.2. Superficie cosechada en el distrito de riego 014, Río Colorado, Baja California y Sonora**

Año Agrícola	Superficie Cosechada (ha)				
	Trigo	Algodón	Alfalfa	Otros	Total
2011 – 2012	85,601	36,610	29,000	30,490	181,701
2012 – 2013	98,505	24,662	29,299	32,656	185,122
2013 – 2014	94,876	32,040	28,862	29,131	184,909
2014 – 2015	106,248	21,166	31,670	29,215	188,299
2015 – 2016	113,865	12,776	34,091	32,471	193,203
2016 – 2017	78,783	31,058	33,411	35,341	178,593

No obstante que este distrito de riego es el más árido de México, ya que tan solo llueven en promedio 58.53 mm/año, contra una evaporación media de 2,250.73 mm/año, (Comisión Nacional del Agua, 1992). El agua superficial está garantizada por el Tratado sobre Distribución de Aguas Internacionales entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América, firmado el 3 de febrero de 1944. Este tratado, en su artículo 10, asigna a México un volumen garantizado de 1,850,234,000 metros cúbicos de agua del río Colorado, equivalente a 1,500,000 acres pie, cada año (Secretaría de Relaciones Exteriores, S. F.).

El agua transportada por el Canal San Luis es para uso público urbano de las ciudades de Mexicali (82 Mm<sup>3</sup>), Tecate (3 Mm<sup>3</sup>), Tijuana (80 Mm<sup>3</sup>) y Ensenada (9 Mm<sup>3</sup>), Baja California; pero esta agua se intercambia en el distrito de riego 014, Río Colorado, por el agua del río Colorado, por razones de un manejo eficiente de la red de canales.

El agua para Tecate y Tijuana se envía por el acueducto Río Colorado Tijuana, que es abastecido por el canal Reforma del distrito de riego 014, Río Colorado, Baja California y Sonora.



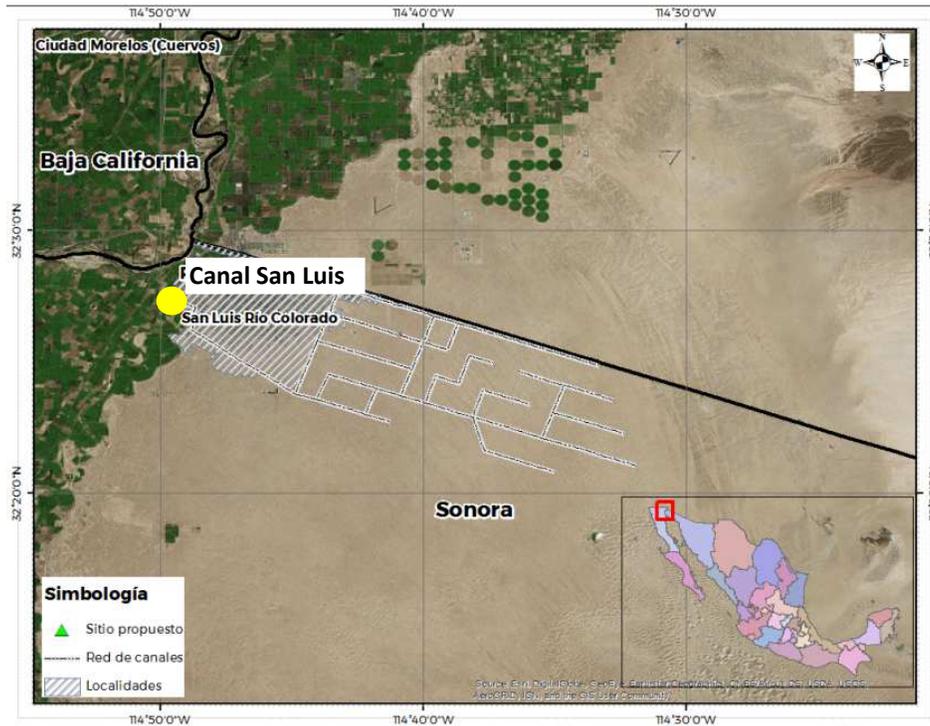


Figura 4.1. Red de canales de aportación al Canal San Luis

### 4.1 Registros históricos hidrométricos del canal San Luis

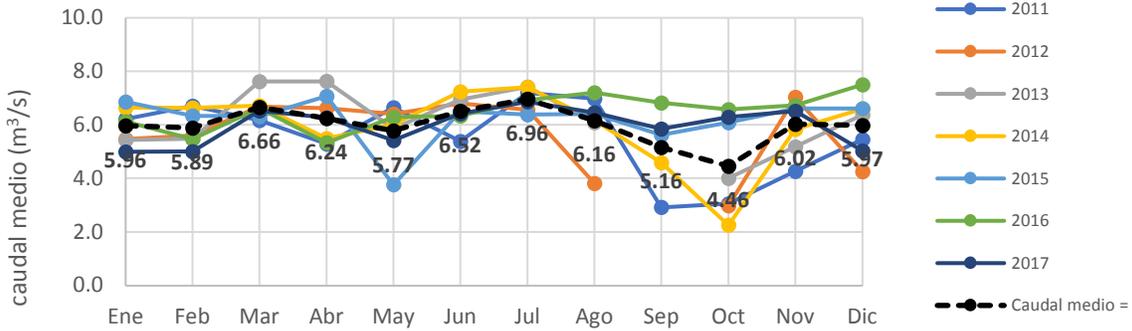
Se cuenta con registros hidrométricos desde el 2011 al 2017. En el cuadro siguiente (Tabla 4.3), se muestra un resumen anual de los caudales registrados de 2011 al 2017. Las tablas completas se muestran en el Anexo A. Asimismo, se muestran las gráficas del caudal medio, mínimo y máximo mensual (Figuras 4.1 a la 4.4).

Los caudales mínimos, medios y máximos así como sus volúmenes mensuales y anuales se muestran en las Tablas 4.4 a la 4.10. Se tiene un gasto medio de 5.5 a 6.5 m<sup>3</sup>/s, un gasto mínimo de 2.96 a 5.23 m<sup>3</sup>/s y un caudal máximo de 6.8 a 7.2 m<sup>3</sup>/s. Se tiene un caudal constante de extracción durante los 327 días del año, que corresponde al 90%

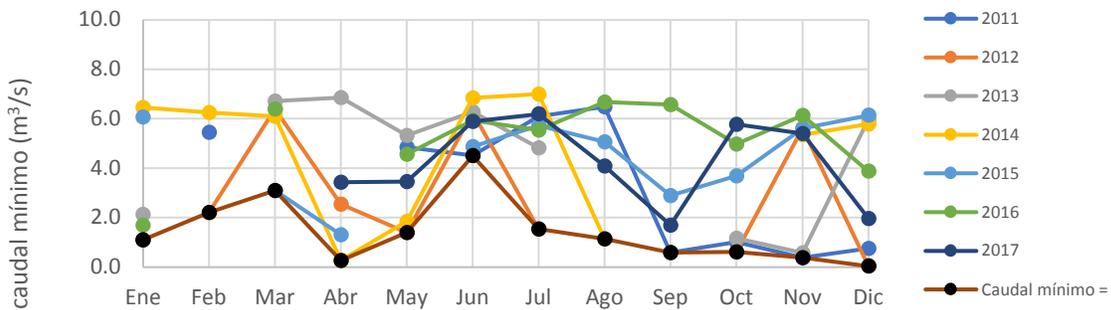
Tabla 4.3. Registros anuales de caudales del Canal San Luis

Año	Días operando	Caudal Anual (m <sup>3</sup> /s)			Volumen anual (Mm <sup>3</sup> )
		Min	Max	Med	
2011	291	0.39	7.60	5.52	3,977
2012	327	0.05	7.59	5.65	4,580
2013	327	0.58	8.06	6.18	4,633
2014	327	0.27	7.63	5.96	5,255
2015	327	1.31	7.81	6.21	5,409
2016	327	1.70	7.93	6.49	5,480
2017	327	1.10	7.89	5.97	5,105

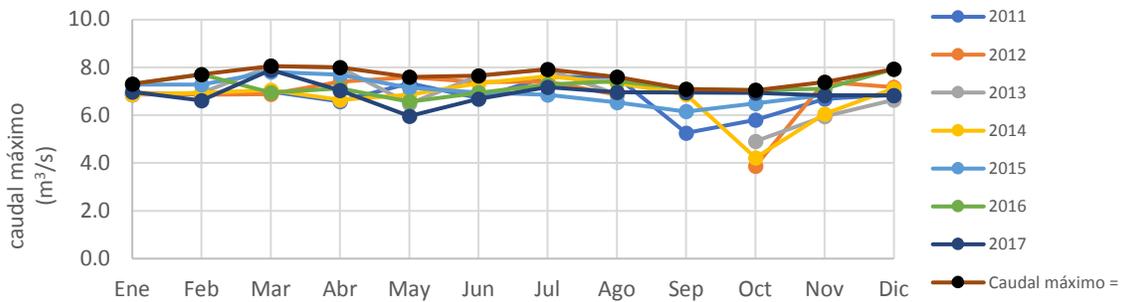




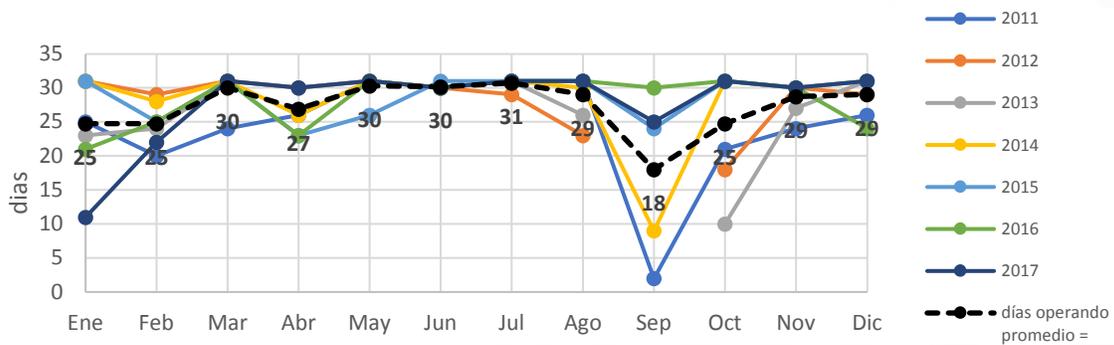
**Figura 4.1. Graficas del caudal medio registrado por mes y por año (2011 a 2017)**



**Figura 4.2. Graficas del caudal mínimo registrado por mes y por año (2011 a 2017)**



**Figura 4.3. Graficas del caudal máximo registrado por mes y por año (2011 a 2017)**



**Figura 4.4. Graficas de los días operados por mes y por año (2011 a 2017)**



**Tabla 4.4. Registros mensuales 2011 de caudales del Canal San Luis**

<b>Caudal por mes - 2011</b>					
Mes	Días operando	Caudal Anual (m <sup>3</sup> /s)			Volumen (Mm <sup>3</sup> )
		Min	Max	Med	
Ene	25		6.86	6.21	335
Feb	20	5.45	6.87	6.70	232
Mar	24		6.98	6.17	307
Abr	26		6.57	5.28	309
May	31	4.85	7.33	6.64	551
Jun	30	4.51	6.71	5.38	418
Jul	31	6.09	7.60	7.19	597
Ago	31	6.49	7.59	6.98	579
Sep	2	0.59	5.25	2.92	1
Oct	21	1.02	5.81	3.06	117
Nov	24	0.39	6.68	4.26	212
Dic	26	0.76	6.85	5.46	319
<b>Total =</b>	<b>291</b>	<b>0.39</b>	<b>7.60</b>	<b>5.52</b>	<b>3,977</b>

**Tabla 4.5. Registros mensuales 2012 de caudales del Canal San Luis**

<b>Caudal por mes - 2012</b>					
Mes	Días operando	Caudal Anual (m <sup>3</sup> /s)			Volumen (Mm <sup>3</sup> )
		Min	Max	Med	
Ene	25		6.94	5.47	454
Feb	25	2.21	6.85	5.60	407
Mar	30	6.39	6.88	6.67	554
Abr	27	2.54	7.40	6.62	514
May	30	1.39	7.59	6.40	532
Jun	30	6.24	7.38	6.80	529
Jul	31	1.54	7.40	6.55	476
Ago	29		6.85	3.82	175
Sep	18				-
Oct	25	0.62	3.87	2.98	84
Nov	29	5.62	7.38	7.03	547
Dic	29	0.05	7.17	4.25	309
<b>Total =</b>	<b>327</b>	<b>0.05</b>	<b>7.59</b>	<b>5.65</b>	<b>4,580</b>





**Tabla 4.6. Registros mensuales 2013 de caudales del Canal San Luis**

Caudal por mes - 2013					
Mes	Días operando	Caudal Anual (m <sup>3</sup> /s)			Volumen (Mm <sup>3</sup> )
		Min	Max	Med	
Ene	25	2.14	6.84	5.43	248
Feb	25		6.94	5.47	272
Mar	30	6.71	8.06	7.61	632
Abr	27	6.86	8.00	7.63	593
May	30	5.33	6.47	5.86	487
Jun	30	6.28	7.65	6.94	540
Jul	31	4.82	7.91	7.41	616
Ago	29		6.87	6.08	355
Sep	18				-
Oct	25	1.17	4.91	4.01	35
Nov	29	0.58	5.95	5.18	326
Dic	29	5.97	6.63	6.37	529
<b>Total =</b>	<b>327</b>	<b>0.58</b>	<b>8.06</b>	<b>6.18</b>	<b>4,633</b>

**Tabla 4.7. Registros mensuales 2014 de caudales del Canal San Luis**

Caudal por mes - 2014					
Mes	Días operando	Caudal Anual (m <sup>3</sup> /s)			Volumen (Mm <sup>3</sup> )
		Min	Max	Med	
Ene	25	6.45	6.87	6.64	551
Feb	25	6.25	6.94	6.63	449
Mar	30	6.09	7.05	6.71	557
Abr	27	0.27	6.64	5.49	321
May	30	1.85	6.85	6.01	499
Jun	30	6.85	7.33	7.24	563
Jul	31	7.00	7.63	7.40	615
Ago	29	1.14	7.34	6.17	480
Sep	18		6.87	4.58	32
Oct	25		4.22	2.26	187
Nov	29	5.35	6.05	5.83	454
Dic	29	5.79	7.11	6.59	547
<b>Total =</b>	<b>327</b>	<b>0.27</b>	<b>7.63</b>	<b>5.96</b>	<b>5,255</b>





**Tabla 4.7. Registros mensuales 2015 de caudales del Canal San Luis**

Caudal por mes – 2015					
Mes	Días operando	Caudal Anual (m <sup>3</sup> /s)			Volumen (Mm <sup>3</sup> )
		Min	Max	Med	
Ene	25	6.07	7.28	6.85	569
Feb	25		7.28	6.33	342
Mar	30	3.10	7.81	6.31	524
Abr	27	1.31	7.68	7.07	323
May	30		7.14	3.77	220
Jun	30	4.87	6.94	6.50	522
Jul	31	5.72	6.86	6.39	530
Ago	29	5.07	6.53	6.41	532
Sep	18	2.89	6.16	5.62	280
Oct	25	3.69	6.49	6.08	505
Nov	29	5.61	6.83	6.60	513
Dic	29	6.14	6.83	6.61	549
<b>Total =</b>	<b>327</b>	<b>1.31</b>	<b>7.81</b>	<b>6.21</b>	<b>5,409</b>

**Tabla 4.8. Registros mensuales 2016 de caudales del Canal San Luis**

Caudal por mes - 2016					
Mes	Días operando	Caudal Anual (m <sup>3</sup> /s)			Volumen (Mm <sup>3</sup> )
		Min	Max	Med	
Ene	25	1.70	7.31	6.12	233
Feb	25		7.71	5.46	295
Mar	30	6.39	6.94	6.62	550
Abr	27		7.12	5.33	244
May	30	4.57	6.57	6.29	522
Jun	30	5.93	6.93	6.34	493
Jul	31	5.54	7.28	6.91	574
Ago	29	6.68	7.42	7.20	598
Sep	18	6.56	7.09	6.82	530
Oct	25	4.97	7.05	6.57	546
Nov	29	6.13	7.10	6.72	523
Dic	29	3.88	7.93	7.50	373
<b>Total =</b>	<b>327</b>	<b>1.70</b>	<b>7.93</b>	<b>6.49</b>	<b>5,480</b>





**Tabla 4.9. Registros mensuales 2017 de caudales del Canal San Luis**

Caudal por mes - 2017					
Mes	Días operando	Caudal Anual (m <sup>3</sup> /s)			Volumen (Mm <sup>3</sup> )
		Min	Max	Med	
Ene	25	1.10	6.97	5.00	52
Feb	25		6.61	5.00	209
Mar	30		7.89	6.52	541
Abr	27	3.44	7.04	6.26	487
May	30	3.46	5.96	5.42	450
Jun	30	5.89	6.68	6.41	499
Jul	31	6.20	7.17	6.87	570
Ago	29	4.09	6.96	6.45	536
Sep	18	1.70	6.94	5.84	316
Oct	25	5.77	6.93	6.28	522
Nov	29	5.40	6.82	6.51	506
Dic	29	1.96	6.82	5.03	418
<b>Total =</b>	<b>327</b>	<b>1.10</b>	<b>7.89</b>	<b>5.97</b>	<b>5,105</b>

## 4.2 Análisis de frecuencia de caudales diarios

Se identificó la mayor frecuencia de caudales entre 6 y 8 m<sup>3</sup>/s con el 55 al 80% de días al año. Se identificó también que entre el 5 y el 20% de días al año, el canal no opera. Y entre el 1 y el 15% de días al año el caudal opera con caudales menores a 6 m<sup>3</sup>/s o mayores a 8 m<sup>3</sup>/s (Figura 4.5).

Por lo anterior el caudal de diseño de la tubería, así como de la turbina será de 6.5 m<sup>3</sup>/s, que corresponde al caudal de mayor frecuencia y el cual se encuentra en el 85% de la eficiencia normal de la turbina (Figura 4.6).

Asimismo, cabe destacar que es en el mes de marzo y julio cuando se tienen los registros de mayor extracción por pozos, que va de 6 a 7.99 m<sup>3</sup>/s (Figura 4.5). Y durante el mes de septiembre y octubre baja la extracción hasta 3 m<sup>3</sup>/s.



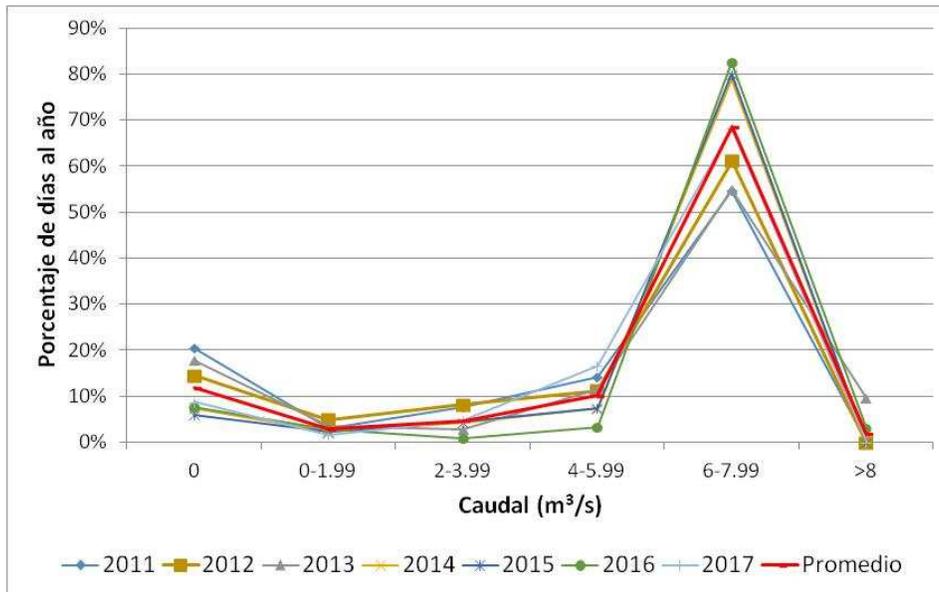


Figura 4.5. Graficas de frecuencia de caudales por año (2011 a 2017)

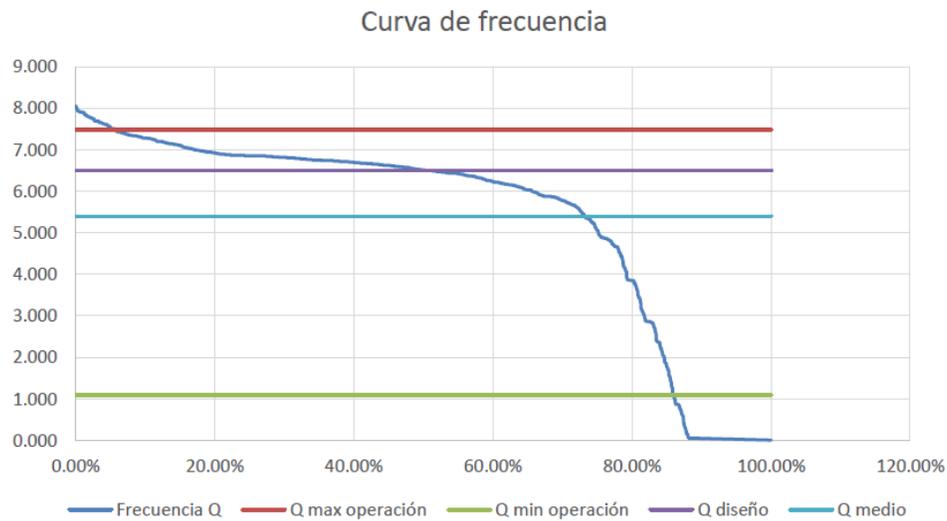


Figura 4.6. Curva de frecuencia de caudal para la operación óptima de la turbina Crossflow





## 5. Revisión del marco legal del sector eléctrico y las bases del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

En este apartado se analizan la Ley de la Industria Eléctrica y su Reglamento, las Bases del Mercado Eléctrico, el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, y la Ley de Aguas Nacionales y su Reglamento, con énfasis en la Generación de Energía Hidroeléctrica para Abasto Aislado por Pequeños Sistemas Eléctricos en Régimen de Micro-Red.

### 5.1 Ley de la Industria Eléctrica.

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) fue publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 11 de agosto de 2014. En los siguientes artículos de la LIE se mencionan los conceptos y las bases para la operación dentro del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

**Artículo 2.** La industria eléctrica comprende las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como la operación del MEM.

**Artículo 3.** Para los efectos de esta Ley, se entenderá por:

- I. Bases del Mercado Eléctrico: Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los principios del diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista, incluyendo las subastas a que se refiere esta Ley;
- IV. Central Eléctrica: Instalaciones y equipos que, en un sitio determinado permiten generar energía eléctrica y Productos Asociados.
- VII. Centros de Carga: Instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten que un Usuario Final reciba el Suministro Eléctrico. Los Centros de Carga se determinarán en el punto de medición de la energía suministrada;
- VIII. Certificado de Energías Limpias: Título emitido por la CRE que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de Energías Limpias y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los Centros de Carga;
- IX. Comercializador: Titular de un contrato de Participante del Mercado que tiene por objeto realizar las actividades de comercialización;
- XXI. Distribuidor: Los organismos o empresas productivas del Estado o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica;
- XXII. **Energías Limpias: Aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan. Entre las Energías Limpias se consideran las siguientes:**
  - h) **La energía proveniente de centrales hidroeléctricas;**
- XXIII. Generación Distribuida: Generación de energía eléctrica que cumple con las siguientes características:



- a) Se realiza por un Generador Exento en los términos de esta Ley, y
- b) Se realiza en una Central Eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las Reglas del Mercado;

XXV. Generador Exento: Propietario o poseedor de una o varias Centrales Eléctricas que no requieren ni cuenten con permiso para generar energía eléctrica en términos de esta Ley;

XXVII. Mercado Eléctrico Mayorista: Mercado operado por el CENACE en el que los Participantes del Mercado podrán realizar las transacciones señaladas en el artículo 69 de esta Ley;

XXXV. Red Nacional de Transmisión: Sistema integrado por el conjunto de las Redes Eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las Redes Generales de Distribución y al público en general, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la Secretaría;

XXXVI. Redes Generales de Distribución: Redes Eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general;

XLIV. Sistema Eléctrico Nacional: El sistema integrado por:

- a) La Red Nacional de Transmisión;
- b) Las Redes Generales de Distribución;
- c) Las Centrales Eléctricas que entregan energía eléctrica a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución;
- d) Los equipos e instalaciones del CENACE utilizados para llevar a cabo el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, y
- e) Los demás elementos que determine la Secretaría;

XLV. Suministrador: Comercializador titular de un permiso para ofrecer el Suministro Eléctrico en la modalidad de Suministrador de Servicios Básicos, Suministrador de Servicios Calificados o Suministrador de Último Recurso y que puede representar en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Generadores Exentos;

**Artículo 17. Las Centrales Eléctricas con capacidad mayor o igual a 0.5 MW y las Centrales Eléctricas de cualquier tamaño representadas por un Generador en el Mercado Eléctrico Mayorista requieren permiso otorgado por la CRE para generar energía eléctrica en el territorio nacional.** Se requiere autorización otorgada por la CRE para importar energía eléctrica proveniente de una Central Eléctrica ubicada en el extranjero y conectada exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional. Las Centrales Eléctricas de cualquier capacidad que sean destinadas exclusivamente al uso propio en emergencias e interrupciones en el Sistema Eléctrico no requieren permiso.

Los permisionarios y sus representantes están obligados al cumplimiento de las Reglas del Mercado. El permisionario o una persona distinta a él podrán representar total o parcialmente a cada Central Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista, en los términos permitidos por las Reglas del Mercado.

**Artículo 20. Los Generadores Exentos sólo podrán vender su energía eléctrica y Productos Asociados a través de un Suministrador o dedicar su producción al abasto aislado.**





**Artículo 22.** Se entiende por abasto aislado la generación o importación de energía eléctrica para la satisfacción de necesidades propias o para la exportación, sin transmitir dicha energía por la Red Nacional de Transmisión o por las Redes Generales de Distribución. Los supuestos contenidos en los artículos 23, 24 y 25 de esta Ley no constituyen transmisión de energía por la Red Nacional de Transmisión o por las Redes Generales de Distribución.

Las Centrales Eléctricas podrán destinar toda o parte de su producción para fines de abasto aislado. Los Centros de Carga podrán satisfacer toda o parte de sus necesidades de energía eléctrica por el abasto aislado.

El abasto aislado no se considera Suministro Eléctrico. El abasto aislado es una actividad de la industria eléctrica y se sujeta a las obligaciones de esta Ley.

Se requiere autorización otorgada por la CRE para importar o exportar energía eléctrica en modalidad de abasto aislado.

**Artículo 23.** Las Centrales Eléctricas que destinen parte de su producción para fines de abasto aislado podrán ser interconectadas a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución para la venta de excedentes y compra de faltantes que resulten de su operación en modalidad de Generador o Generador Exento, siempre y cuando se celebre el contrato de interconexión correspondiente y se sujeten a las Reglas del Mercado y demás disposiciones aplicables.

**Artículo 24.** Los Centros de Carga que satisfagan parte de sus necesidades de energía eléctrica mediante el abasto aislado podrán ser conectados a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución para la compra de energía eléctrica y Productos Asociados, en la modalidad de Usuario de Suministro Básico, Usuario de Suministro Calificado o Usuario Calificado Participante del Mercado, siempre y cuando se celebre el contrato de conexión correspondiente y se sujeten a las Reglas del Mercado y demás disposiciones aplicables.

**Artículo 33.** Los Transportistas y los Distribuidores están obligados a interconectar a sus redes las Centrales Eléctricas cuyos representantes lo soliciten, y a conectar a sus redes los Centros de Carga cuyos representantes lo soliciten, en condiciones no indebidamente discriminatorias, cuando ello sea técnicamente factible.

Los Transportistas y los Distribuidores deberán interconectar las Centrales Eléctricas y conectar los Centros de Carga en los plazos señalados en este artículo, una vez que se hayan completado las obras específicas determinadas por el CENACE y cumplido con las normas oficiales mexicanas y los demás estándares y especificaciones aplicables a dichas instalaciones. En caso de que los Transportistas o los Distribuidores nieguen o retrasen la interconexión o conexión, la CRE determinará si existe causa justificada para ello.

**Para la interconexión de las Centrales Eléctricas y conexión de los Centros de Carga, el CENACE está obligado** al menos, a:

- I. **Definir las especificaciones técnicas generales** requeridas para realizar las interconexiones y conexiones;
- II. **Definir las características específicas de la infraestructura requerida** para realizar la interconexión o conexión, a solicitud del representante de la Central Eléctrica o del Centro de Carga;





- III. Instruir a los Transportistas o a los Distribuidores la celebración del contrato de interconexión o conexión, a solicitud del representante de la Central Eléctrica o del Centro de Carga, una vez definidas las características específicas de la infraestructura requerida o determinada la exención de las mismas. Las Reglas del Mercado especificarán los plazos máximos para que el representante solicite la celebración de dicho contrato con base en las características específicas de la infraestructura requerida;
- IV. Comprobar que una unidad de verificación o una unidad de inspección, según corresponda, aprobada en los términos que defina la CRE, certifique en los formatos que para tal efecto expida ésta, que la instalación para la interconexión o la conexión cumple con las características específicas de la infraestructura requerida establecidas por el CENACE, las normas oficiales mexicanas aplicables distintas a las referidas en la siguiente fracción y los demás estándares aplicables;
- V. Comprobar, cuando se trate de conexiones de instalaciones destinadas al uso de energía eléctrica para servicios en alta tensión y de la prestación de servicios en lugares de concentración pública, que una unidad de verificación, aprobada en los términos que defina la Secretaría, certifique que los formatos que para tal efecto expida ésta, que la instalación en cuestión cumple con las normas oficiales mexicanas aplicables a dichas instalaciones, y
- VI. Ordenar a las partes la realización de interconexión o conexión físicas.

**Para la interconexión de las Centrales Eléctricas y la conexión de los Centros de Carga, los Transportistas y los Distribuidores están obligados a celebrar los contratos de interconexión o conexión, con base en los modelos que emita la CRE, dentro de los diez días hábiles siguientes a la notificación de la orden correspondiente por parte del CENACE, y a realizar la interconexión o conexión físicas dentro de las setenta y dos horas siguientes a la notificación de la orden correspondiente del CENACE.**

Las Reglas del Mercado establecerán los criterios para que el CENACE omita la determinación de las características específicas de la infraestructura requerida, así como exentar a las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga de la certificación a que se refiere la fracción IV de este artículo, entre otros criterios aplicables.

**Artículo 43.** El transporte de energía eléctrica a través de las Redes Particulares se sujetará a las disposiciones administrativas de carácter general que al efecto emita la CRE. El artículo 8 de la presente Ley no será aplicable a las Redes Particulares.

Los permisos de generación comprenderán el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación, ampliación, modernización, vigilancia y conservación de las Redes Particulares que resulten necesarias para entregar la producción de las Centrales Eléctricas a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución, o para fines de abasto aislado. Las Redes Particulares no formarán parte de la Red Nacional de Transmisión o de las Redes Generales de Distribución y se sujetarán al régimen jurídico aplicable a la Central Eléctrica a la que pertenezcan.

**Artículo 54.** La CRE establecerá los requisitos que los Suministradores y los Usuarios Calificados Participantes del Mercado, en su caso, deberán observar para adquirir la potencia que les permita suministrar a los Centros de Carga que representen.

Para comprobar el cumplimiento de estos requisitos, la CRE verificará los instrumentos que los Suministradores y Usuarios Calificados Participantes en el Mercado utilicen para cumplir sus obligaciones





de potencia sean consistentes con las capacidades de las Centrales Eléctricas y de la Demanda Controlable Garantizada registradas ante el CENACE y con las capacidades instaladas.

Las Reglas del Mercado definirán los criterios para acreditar la potencia de las Centrales Eléctricas de Generación Distribuida, o bien, los criterios de ajuste a los requisitos para adquirir potencia por parte de los Usuarios Finales con Generación Distribuida.

**Artículo 65. Se considerarán pequeños sistemas eléctricos los que se utilicen para suministrar energía eléctrica al público en general y no se encuentren conectados de manera permanente a la Red Nacional de Transmisión.** El área de control de Baja California y el sistema interconectado de Baja California Sur no se consideran pequeños sistemas eléctricos.

**Artículo 66.** La Secretaría podrá autorizar los términos y convenios bajo los cuales los integrantes de la industria eléctrica colaborarán dentro de los pequeños sistemas eléctricos, a fin de prestar el Suministro Eléctrico en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, seguridad y sustentabilidad. Cuando los pequeños sistemas eléctricos cuenten con la autorización a que se refiere este artículo, no les será aplicable la estricta separación legal y las reglas referidas en el artículo 8 del presente ordenamiento.

**Artículo 67. Las Reglas del Mercado podrán establecer esquemas especiales para la operación de los pequeños sistemas eléctricos,** así como para el área de control de Baja California y para el sistema interconectado de Baja California Sur. El Control Operativo de los anteriores es facultad del CENACE, quien podrá formar asociaciones o celebrar contratos con terceros para la realización de esta actividad, previa autorización de la Secretaría.

**Artículo 68.** La Generación Distribuida contará con acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las Redes Generales de Distribución, así como a los mercados donde pueda vender su producción. Para tal efecto:

- I. **El Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional considerará la Expansión y modernización de las Redes Generales de Distribución** que se requieran para interconectar la Generación Distribuida;
- II. Las especificaciones técnicas generales requeridas para la interconexión de nuevas Centrales Eléctricas incluirán provisiones específicas para la Generación Distribuida, a fin de que, en casos típicos, las solicitudes de interconexión de estas Centrales Eléctricas no requieran estudios para determinar las características específicas de la infraestructura requerida;
- III. La CRE elaborará las bases normativas para autorizar unidades de inspección especializadas en Centrales Eléctricas de Generación Distribuida que podrán ejercer la función a que se refiere el artículo 33, fracción IV de esta Ley;
- IV. Las condiciones generales para la prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, o bien, las Reglas del Mercado, asegurarán la implementación de procedimientos de medición a fin de integrar la Generación Distribuida;
- V. Las condiciones generales para la prestación del Suministro Eléctrico asegurarán los procesos comerciales a fin de facilitar la venta de energía y productos asociados por la Generación Distribuida;
- VI. La CRE expedirá y aplicará la regulación necesaria en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de la Generación Distribuida, y



- VII. Las demás disposiciones aplicables asegurarán el acceso abierto a las Redes Generales de Distribución de la Generación Distribuida.

**Artículo 69. La Secretaría fomentará el otorgamiento de créditos y otros esquemas para el financiamiento de Centrales Eléctricas de Generación Limpia Distribuida.**

**Artículo 70.** La CRE fomentará la capacitación a empresas y su personal, así como de profesionales y técnicos independientes, para la instalación de Centrales Eléctricas de Generación Limpia Distribuida.

**Artículo 130.** Los permisos previstos en esta Ley serán otorgados por la CRE. Para su otorgamiento los interesados deberán presentar la solicitud correspondiente, la acreditación del pago de derechos o aprovechamientos en los términos que establezcan las disposiciones legales de la materia, la información relativa a su objeto social, capacidad legal, técnica y financiera, y la descripción del proyecto en los términos que establezca la CRE mediante disposiciones de carácter general.

Los permisionarios deberán ser personas físicas o morales constituidas conforme a las leyes mexicanas.

### Análisis de la LIE

La energía proveniente de centrales hidroeléctricas es limpia de conformidad con el artículo 3, fracción XXII, inciso h).

El concepto de Generación Distribuida, la LIE lo define con toda claridad en el artículo 3, fracción XXIII, en donde expresa que las centrales eléctricas deben estar interconectadas a un circuito de distribución con alta concentración de centros de carga.

La LIE define el concepto de abasto aislado en el Artículo 22. También la LIE establece en el artículo 23 que las Centrales Eléctricas que destinen parte de su producción para fines de abasto aislado podrán ser interconectadas a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución para la venta de excedentes y compra de faltantes que resulte de su operación en modalidad de Generador o Generador Exento, siempre y cuando se celebre el contrato de interconexión correspondiente y se sujeten a las Reglas del Mercado y demás disposiciones aplicables.

El último párrafo del artículo 33 es muy importante, ya que dice: Las Reglas del Mercado establecerán los criterios para que el CENACE omita la determinación de las características específicas de la infraestructura requerida, así como exentar a las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga de la certificación a que se refiere la fracción IV de este artículo, entre otros criterios aplicables.

El término de pequeños sistemas eléctricos quedó definido en el artículo 65 de la LIE, y son aquellos que no se encuentren conectados de manera permanente a la Red Nacional de Transmisión.

Se requiere investigar si la generación de energía hidroeléctrica en canales y presas requieren del pago de un derecho, o es suficiente el pago del aprovechamiento por suministro de agua en bloque que hacen las asociaciones civiles de usuarios.

### Recomendación

Construir centrales hidroeléctricas que se puedan interconectar a un circuito de distribución con alta concentración de centros de carga, para que puedan ser consideradas Centrales Eléctricas de Generación Limpia Distribuida, para lo cual se va a requerir el contrato de interconexión correspondiente (art. 23) y el permiso de generación otorgado por la CRE (art. 17). Además, estas centrales hidroeléctricas son





consideradas como pequeños sistemas puesto que no están conectados a la Red Nacional de Transmisión (art. 65).

Revisar con cuidado las Reglas del Mercado para conocer los criterios del CENACE sobre la omisión y la excepción a que hace referencia el último párrafo del artículo 33.

## 5.1 Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica

El Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RELIE) fue publicado en el DOF el 31 de octubre de 2014.

A continuación, se transcriben algunos de sus artículos de interés del presente análisis:

**Artículo 2.** Para efectos de este Reglamento, además de las definiciones previstas en el artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica se entenderá, en singular o plural, por.

- I. Alta Tensión: La tensión de Suministro Eléctrico a niveles mayores a 35 kilovolts;
- II. Aportaciones: Los recursos, en efectivo o en especie, que el Solicitante entrega al Transportista o Distribuidor, según sea el caso, para la conexión o interconexión solicitada y beneficiarse de las obras específicas o ampliaciones o modificaciones cuando los costos por su construcción no se recuperen a través del cobro de las tarifas reguladas;
- III. Baja tensión: La tensión de Suministro Eléctrico a niveles iguales o menores a un kilovolt;
- IV. Desarrollo y Operación Eficiente de la Industria Eléctrica:
- V. Fondo:
- VI. Instituto:
- VII. Integrantes de la Industria:
- VIII. Ley:
- IX. Media Tensión: La tensión de Suministro Eléctrico a niveles mayores a un kilovolt y menores o iguales a 35 kilovolts, y
- X. Solicitante: El Generador, Generador exento, Usuario Final o el representante de éstos que presenta una solicitud al Transportista o Distribuidor para que ejecute una obra específica o la ampliación o modificación en las instalaciones existentes de la Red Nacional de Transmisión o las Redes Generales de Distribución para la interconexión o conexión.

La interpretación y aplicación del presente Reglamento para efectos administrativos corresponde a la Secretaría y a la CRE, en el ámbito de sus respectivas atribuciones.

**Artículo 3.** Para efectos de los artículos 23, 24 y 25 de la Ley, las instalaciones de abasto aislado podrán o no estar interconectadas o conectadas de forma permanente o temporal a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución.

Cualquier persona física o moral que adquiera o produzca energía eléctrica mediante el abasto aislado para su propio consumo o para el consumo dentro de sus instalaciones tendrá el carácter de Usuario Final que se suministra por el abasto aislado.

**Artículo 16.** Requieren de permiso otorgado por la CRE, las Centrales Eléctricas con capacidad igual o mayor a 0.5 MW, así como las representadas por un Generador en el Mercado Eléctrico Mayorista, con



independencia de su capacidad, salvo las destinadas exclusivamente al uso propio en emergencias o interrupciones en el Suministro Eléctrico. Para efectos de lo anterior, se considerará la capacidad neta que una Central Eléctrica haga disponible al Sistema Eléctrico Nacional.

Para que los Generadores Exentos puedan vender energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista sin la intermediación de un Suministrador deberán solicitar permiso a la CRE. La consecuencia inmediata del otorgamiento del permiso es el cambio de naturaleza del Generador Exento en Generador.

Los Participantes del Mercado en modalidad de Suministrador deben contar con el permiso de la CRE. Los Participantes del Mercado en modalidad de Comercializador no Suministrador deben incluirse en el registro correspondiente de la CRE. En los contratos de Participante de Mercado en modalidad Comercializador, se designará concurrentemente la modalidad de Suministrador o la modalidad de Comercializador no Suministrador.

**Artículo 21.** Las solicitudes de permisos y autorizaciones, así como sus modificaciones se presentarán ante la CRE de acuerdo con los formatos que ésta establezca y deberán contener, además de los requisitos establecidos en el artículo 130 de la Ley, los siguientes datos:

- I. Nombre o denominación o razón social del interesado;
- II. Domicilio para oír y recibir notificaciones;
- III. Nombre del representante legal, en su caso;
- IV. Tipo de permiso o autorización que solicita;
- V. Para los permisos de generación:
  - a) Ubicación de la Central Eléctrica;
  - b) Capacidad y generación anual estimada de la Central Eléctrica, y
  - c) Tipo de tecnología y, en su caso, el combustible primario.

**Artículo 22.** Con la solicitud de permiso o autorización a que se refiere el artículo anterior, se entregarán como mínimo, la siguiente información:

- I. La personalidad y existencia legal del interesado;
- II. La personalidad y facultades del representante legal;
- III. El objeto social del interesado, en caso de ser persona moral;
- IV. La relativa a la capacidad técnica y financiera de los interesados, en los términos que establezca la CRE en las disposiciones administrativas de carácter general que al efecto expida;
- V. El comprobante de pagos de derechos o aprovechamientos, según sea el caso, y
- VI. Tratándose de los permisos de generación, las fechas estimadas de inicio y terminación de las obras respectivas, incluyendo la fecha estimada de puesta en servicio considerando, en su caso las etapas sucesivas, y el monto estimado del costo de las obras.

**Artículo 25.** El otorgamiento de un permiso o autorización no implica aprobación alguna para la interconexión o conexión al Sistema Eléctrico Nacional de Centrales Eléctricas, Centros de Carga o ampliaciones de los anteriores, los cuales deberán ser tramitados ante el CENACE.





**Artículo 26.** Los permisos de generación contendrán, cuando menos los siguientes datos:

- I. Nombre o denominación o razón social y domicilio del permisionario;
- II. Ubicación de las instalaciones;
- III. Programa de obra, en su caso;
- IV. Fechas de inicio y terminación de las obras respectivas, incluyendo la fecha de puesta en servicio y considerando, en su caso, las etapas sucesivas;
- V. Vigencia del permiso;
- VI. Descripción de las instalaciones;
- VII. Derecho a recibir Certificados de Energías Limpias, en su caso;
- VIII. Capacidad de generación y generación estimada anual de energía eléctrica;
- IX. Actividades permitidas, y
- X. Obligaciones del titular del permiso, causas y plazos de terminación del mismo.

## **Comentarios**

El artículo 3 del RLIE establece que las instalaciones de abasto aislado podrán o no estar interconectadas o conectadas de forma permanente o temporal a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución.

De conformidad con el artículo 16 de este Reglamento requieren de permiso de la CRE, las Centrales Eléctricas con capacidad igual o mayor a 0.5 MW, lo cual es congruente con el artículo 17 de la LIE.

## **5.2 Bases del Mercado Eléctrico.**

Las Bases del Mercado Eléctrico fueron publicadas en el DOF el 8 de septiembre de 2015, por la Secretaría de Energía.

A continuación, se transcriben algunos artículos de interés para la Generación de Energía Hidroeléctrica para Abasto Aislado por Pequeños Sistemas Eléctricos en Micro-Red, Propiedad de Empresas Privadas.

### **Base 2. Definiciones y Reglas de Interpretación**

#### **2.1 Términos definidos.**

Para los efectos de las Bases del Mercado Eléctrico, además de las definiciones del artículo 3 de la Ley de la Industria Eléctrica y del artículo 2 de su Reglamento, se entenderá por:

**2.1.1 Abasto Aislado:** La generación o importación de energía eléctrica para la satisfacción de necesidades propias o para la exportación, sin transmitir dicha energía por la Red Nacional de Transmisión o por las Redes Generales de Distribución. El uso de energía generada en una Central Eléctrica para suministrar los usos propios de la misma Central Eléctrica no se considera Abasto Aislado.

**2.1.78 Micro-Red:** Grupo de cargas y recursos de generación distribuidos con demanda máxima menor que 5 MW, con fronteras eléctricas claramente definidas que se comporta como una sola entidad y que no





puede conectarse a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución para permitir la operación interconectada a éstas.

2.1.93 Pequeño Sistema Eléctrico en Régimen de Micro-Red: Pequeño sistema eléctrico en los términos del artículo 65 de la Ley, que no rebasa una capacidad máxima de 5 MW.

2.1.94 Pequeño Sistema Eléctrico en Régimen de Operación Simplificada: Pequeño sistema eléctrico en los términos del artículo 65 de la Ley, que rebasa una capacidad máxima de 5 MW.

2.1.125 Sistema Interconectado Baja California: Sistema interconectado que abastece las comunidades de los municipios de Ensenada, Tijuana, Tecate, Mexicali en el Estado de Baja California y San Luis Río Colorado en el Estado de Sonora, interconectado con el WECC y aislado del Sistema Interconectado Nacional, del Sistema Interconectado Baja California Sur y del Sistema Interconectado Mulegé.

### **Base 3. Registro y Acreditación de Participantes del Mercado**

#### **3.3 Procedimientos de Acreditación de los Participantes del Mercado**

##### **3.3.7 Las siguientes disposiciones se aplicarán a la Generación Distribuida:**

(a) Con el fin de definir un circuito de distribución con una alta concentración de Centros de Carga, se aplicarán los siguientes criterios:

(i) En el momento de la interconexión de la Central o de la evaluación de la misma, se deberá cumplir al menos una de las siguientes condiciones:

(A) la Capacidad Instalada de la Central Eléctrica debe ser menor que la demanda esperada de los Centros de Carga en el circuito de distribución al cual está conectada, en todo momento bajo las circunstancias esperadas, o bien,

(B) la instalación de la Central Eléctrica debe reducir o no tener impacto en la carga máxima de cada elemento del circuito de distribución.

(ii) El circuito de distribución incluye todos los equipos de distribución entre la Central Eléctrica y las subestaciones de distribución pertenecientes a las Redes Generales de Distribución.

(iii) Se supone que todas las Centrales Eléctricas con capacidad menor a 500 kW conectadas a las Redes Generales de Distribución cumplen con los criterios mencionados; este supuesto sólo se descartará si el CENACE realiza un estudio específico que determine lo contrario.

##### **3.3.26 Para el registro de activos utilizados en el Abasto Aislado se aplicarán las siguientes condiciones:**

(a) Las Unidades de Central Eléctrica y Centros de Carga están exentos de registro y representación por Participantes del Mercado, únicamente si la Red Particular no tiene interconexión al Sistema Eléctrico Nacional. De acuerdo con los artículos 23 y 24 de la Ley, el registro de estos activos por parte del Participante del Mercado es un requisito para la interconexión de la Red Particular al Sistema Eléctrico Nacional.

(b) Las Unidades de Central Eléctrica, los Centros de Carga y la interconexión entre la Red Particular y el Sistema Eléctrico Nacional deberán tener medición separada en caso de que la Red Particular vaya a ser interconectada al Sistema Eléctrico Nacional. Cuando la instalación se considere Generación Distribuida, se permitirá la medición de energía neta entregada o recibida:





en los procesos de medición y liquidaciones se realizarán los estimados correspondientes de generación y consumo por separado.

(c) El propietario de la Red Particular debe solicitar permiso al CENACE para abrir o cerrar la interconexión al Sistema Eléctrico Nacional.

(d) Cuando la Red Particular opere sin conexión al Sistema Eléctrico Nacional, el CENACE no aplicará cargos al Participante del Mercado que representa a las Unidades de Central Eléctrica y a los Centros de Carga en la Red Particular.

(d) Cuando la Red Particular opere con conexión al Sistema Eléctrico Nacional, toda la generación y carga deben ofrecerse en los términos de las Reglas del Mercado y estarán sujetas a todas las reglas de liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista. En particular aplican las siguientes condiciones:

(i) Las Unidades de Central Eléctrica dentro del Abasto Aislado deberán incluirse en el contrato de interconexión correspondiente y sujetarse a las Reglas del Mercado y demás disposiciones aplicables. Deben ser representadas por un Generador si tienen capacidad mayor a 0.5 MW o si tienen capacidad menor y optan por obtener permiso de Generación. Asimismo, deben ser representadas por un Suministrador si tienen capacidad menor a 0.5 MW y no optan por obtener permiso de Generación.

(ii) Los Centros de Carga dentro del Abasto Aislado deberán incluirse en el contrato de conexión y sujetarse a las Reglas del Mercado y demás disposiciones aplicables. Deben ser representados por un Usuario Calificado Participante del Mercado o por un Suministrador.

(iii) Cada Red Particular usada en Abasto Aislado sólo podrá tener un punto de interconexión activo a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución, y dicha interconexión no se puede realizar cuando la Red Particular en cuestión tenga interconexión con otro sistema eléctrico. Excepto cuando la instalación se considere Generación Distribuida, se requiere la medición de las Unidades de Central Eléctrica o del Centro de Carga por separado.

**3.3.27 Los Participantes del Mercado** que representen estas Unidades de Central Eléctrica y Centros de Carga de Abasto Aislado deberán presentar Transacciones Bilaterales Financieras al CENACE, dentro de los plazos correspondientes a la primera emisión de los estados de cuenta del mercado, de modo que sólo el exceso o déficit neto se incluyan en los cálculos de energía facturada a través del Mercado Eléctrico Mayorista. Sin embargo, todos los cargos prorrateados en el Mercado Eléctrico Mayorista serán facturados al Participante del Mercado de Abasto Aislado sobre la base de generación total y la carga total, y no sobre la cantidad neta.

## **Base 5. Acceso al Sistema Eléctrico Nacional**

### **5.1 Interconexión y Conexión al Sistema Eléctrico Nacional**

5.1.6 Los interesados en la interconexión de una Central Eléctrica o conexión de un Centro de Carga tendrán el derecho a elegir la opción entre un proceso individualizado de solicitudes y estudios, o bien, que dichas interconexiones y conexiones formen parte del proceso de planeación de la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución. Al respecto:

(a) El Manual de Prácticas de Mercado establecerá criterios para que el CENACE evalúe el beneficio neto al Sistema Eléctrico Nacional para que una solicitud de interconexión o de conexión forme parte del proceso





de planeación de la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución.

(b) Las obras necesarias para una interconexión o conexión sólo se incluirán en el proceso para la planeación de la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución cuando aporten un beneficio neto al Sistema Eléctrico Nacional.

5.1.7 Las solicitudes de obras para la interconexión para las Centrales Eléctricas y conexión de los Centros de Carga con capacidades o cargas que tengan un impacto reducido en el Sistema Eléctrico Nacional tendrán un proceso expedito.

5.1.8 Se establecerá un proceso para que los interesados en el proceso individualizado de estudios puedan agrupar sus solicitudes.

5.1.9 Los procesos, tiempos, costos, garantías, nivel de detalle y tipo de estudios dependerán de lo siguiente:

(a) La solicitud para incluir en el proceso centralizado de planeación de la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución realizado por el CENACE, o bien, de elegir una solicitud individual.

(b) La solicitud de utilizar un proceso expedito para proyectos de impacto reducido.

(g) La capacidad neta de las Centrales Eléctricas, incluyendo el incremento en dicha capacidad o el cambio en el punto de interconexión.

(j) El nivel de tensión de la interconexión o conexión.

5.1.10 Los análisis de interconexión de las Centrales Eléctricas se regirán por el principio de “criterio mínimo de interconexión”, por lo que tendrán como objetivo el identificar las obras estrictamente necesarias a ser sufragadas por el particular para garantizar la interconexión de su Central Eléctrica sin afectar la seguridad y Confiabilidad del sistema. Por lo anterior, se identificarán y se evaluarán por separado las obras requeridas para cumplir con el “criterio mínimo de interconexión” y las obras que permitan garantizar la Disponibilidad de Entrega Física o reducir la incidencia de congestión.

5.1.12 Los particulares tendrán la opción de asumir los costos asociados a las obras que permitan garantizar la Disponibilidad de Entrega Física de sus Centrales Eléctricas y mejorar las condiciones de despacho de las mismas, así como de adquirir los Derechos Financieros de Transmisión asociados a los refuerzos que costeen.

## **Base 7. Pequeños Sistemas Eléctricos**

7.1.1 Los pequeños sistemas eléctricos se clasificarán en dos categorías:

(a) Pequeño Sistema Eléctrico en Régimen de Operación Simplificada; y

(b) Pequeño Sistema Eléctrico en Régimen de Micro-Red.

7.1.5 El Sistema Interconectado Mulegé se considerará como un Pequeño Sistema Eléctrico en Régimen de Operación Simplificada, hasta que se interconecte físicamente con alguno de los grandes sistemas eléctricos.

7.1.8 En los pequeños sistemas eléctricos se aplicarán condiciones de excepción de las reglas (planeación, interconexión, conexión, operación y mercado) derivadas de la condición de





aislamiento en la que operan estos sistemas, las cuales se establecerán en el Manual de Prácticas de Mercado correspondiente.

7.1.9 Para los pequeños sistemas eléctricos se definirán y aplicarán criterios particulares que permitan asegurar la Confiabilidad por su condición de excepción, los cuales serán expedidos por la CRE.

7.1.10 Los requerimientos de capacidad adicional para los pequeños sistemas eléctricos serán definidos de acuerdo a los Criterios de Confiabilidad que emita la CRE en el Código de Red y con base en el pronóstico de demanda que proporcione la Secretaría.

7.1.13 Se establece el siguiente esquema especial de Mercado Eléctrico Mayorista aplicable a los Pequeños Sistemas Eléctricos en Régimen de Operación Simplificada:

(a) El CENACE despachará a los Generadores con base en sus curvas de operación, sin recibir ofertas diarias, considerando los programas de mantenimiento autorizados por el CENACE y la disponibilidad reportada por los operadores.

(b) Los precios se calcularán solamente en tiempo real, sin la operación de un Mercado del Día en Adelanto. El costo total de operación incluirá el costo de arranque y el Costo de Operación en Vacío.

(c) Los costos variables deberán incluir los costos de operación y mantenimiento. Los costos de los generadores, incluyendo variables, curvas de operación, de arranque y operación en vacío deberán ser aprobados por la Unidad de Vigilancia de Mercado.

(d) El precio del combustible utilizado corresponderá a los costos reales facturados, sujeto a la aprobación de la Unidad de Vigilancia de Mercado.

(e) La metodología de pagos de Potencia se realizará a través de un pago de capacidad administrada con base en un esquema de operación eficiente. Este pago se estimará de acuerdo a un análisis del costo fijo nivelado correspondiente a la tecnología de generación identificada por el CENACE como fuente marginal de nueva Potencia (amortización y financiamiento de inversiones; y gastos de mantenimiento que no varían en función de la producción). La metodología será aprobada por la CRE.

(h) El pronóstico de demanda para la ejecución del despacho lo realizará el CENACE.

7.1.14 Los servicios de Abasto Aislado podrán elegir contar con una interconexión a los pequeños sistemas eléctricos; en dado caso serán considerados como Centro de Carga y Unidades de Central Eléctrica, y deberán celebrar el contrato de conexión o interconexión y el contrato de Participante de Mercado correspondiente.

7.1.15 A los pequeños sistemas eléctricos que no rebasen una capacidad máxima de 5 MW se les dará el carácter de Pequeño Sistema Eléctrico en Régimen de Micro-Red, y su operación se llevará de acuerdo a lo establecido en las Bases del Mercado Eléctrico y en las Disposiciones Operativas del Mercado.

7.1.16 Dentro de los Pequeños Sistemas Eléctricos en Régimen de Micro-Red los Generadores y Suministradores que representen a Unidades de Central Eléctrica y Centros de Carga deberán celebrar acuerdos de operación conjunta que contemplen el pago directo entre ellos sin la intervención del CENACE. Los términos de dichos acuerdos deberán ser autorizados por la Secretaría.





7.1.17 Dentro de los Pequeños Sistemas Eléctricos en Régimen de Micro-Red, se observará el Código de Red y sus disposiciones operativas que emita la CRE. Los demás criterios operativos, de seguridad y Confiabilidad que aseguren el suministro de energía eléctrica con estándares de calidad adecuados, se establecerán en el Manual de Prácticas de Mercado correspondientes.

## **Análisis**

Es muy importante la definición que hacen las Bases del Mercado Eléctrico en la Base 2, numeral 2.1.93 Pequeño Sistema Eléctrico en Régimen de Micro-Red: Pequeño sistema eléctrico en los términos del artículo 65 de la Ley, que no rebasa una capacidad máxima de 5 MW.

El artículo 65 de la LIE establece: Se considerarán pequeños sistemas eléctricos los que se utilicen para suministrar energía eléctrica al público en general y no se encuentren conectados de manera permanente a la Red Nacional de Transmisión.

En consecuencia, un Pequeño Sistema Eléctrico en Régimen de Micro-Red no requiere estar conectado de manera permanente a la Red Nacional de Transmisión y que tenga una capacidad igual o menor a 5 MW.

De conformidad con el numeral 7.1.16 de estas Bases del Mercado Eléctrico, dentro de los pequeños Sistemas Eléctricos en régimen de Micro-Red los generadores y suministradores que representen a unidades de Central Eléctrica y centros de carga deberán celebrar acuerdos de operación conjunta que contemplen el pago directo entre ellos sin la intervención del CENACE.

Otro término de interés es el de Generación Distribuida, el cual se puede definir como la generación de energía eléctrica por una central eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga (LIE); pero que en el momento de la interconexión de la Central o de la evaluación de la misma, deberá cumplir al menos una de las siguientes condiciones: (A) la Capacidad Instalada de la Central Eléctrica debe ser menor que la demanda esperada de los Centros de Carga en el circuito de distribución al cual está conectada, en todo momento bajo las circunstancias esperadas, o bien, (B) la instalación de la Central Eléctrica debe reducir o no tener impacto en la carga máxima de cada elemento del circuito de distribución.

Por lo tanto, se propone Construir Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en Régimen de Micro-Red de Generación Distribuida, identificando al suministrador para celebrar el acuerdo de operación conjunta.

## **5.3 Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.**

Este manual fue publicado en el DOF el 9 de febrero de 2018. En este apartado se transcriben algunos párrafos de interés para el presente análisis.

### **Capítulo 1. Introducción**

#### **1.4 Alcance del Manual**

1.4.1 El presente Manual describe el proceso necesario para la Interconexión de Centrales Eléctricas para cada uno de los casos siguientes:

- a. Centrales Eléctricas nuevas con una Capacidad Instalada Neta igual o mayor a 0.5 MW que requieran interconectarse a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, ya sea que





correspondan o no al Mercado Eléctrico Mayorista y que requieran o no infraestructura en la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista;

- d. Centrales Eléctricas nuevas o existentes en Abasto Aislado que requieran interconectarse a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista y requieran infraestructura para la entrega de sus excedentes de energía eléctrica.

## 1.5 Definiciones y Nomenclaturas

1.5.38 Estudio de Impacto Versión Rápida: Documento elaborado por el CENACE para determinar las Características Específicas de la Infraestructura Requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas de 0.5 a 10 MW y para cumplir con el Criterio Mínimo de Interconexión y, a elección del Solicitante, el Criterio para Garantizar la Disponibilidad de Entrega Física o ambos.

1.5.40 Estudio de Instalaciones: Documento elaborado por el CENACE que integra la estimación de costos proporcionada por el Transportista, Contratista o Distribuidor, que incluye de manera enunciativa la Infraestructura definida, características de los sistemas de protección, comunicación, medición y control, espacios físicos en subestaciones, arreglos y modernización en las subestaciones y las Características Específicas de la Infraestructura.

1.5.42 Estudio Indicativo: Documento elaborado por el CENACE para determinar de manera preliminar las Características Específicas de la Infraestructura Requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas. Para Centrales Eléctricas se realizará para cumplir con el Criterio Mínimo de Interconexión y, a elección del Solicitante, el Criterio para Garantizar la Disponibilidad de Entrega Física o ambos.

1.5.47 Estudios de Interconexión: Documentos elaborados por el CENACE que contienen los reportes técnicos de confiabilidad y, en su caso económicos, para determinar las Características Específicas de la Infraestructura Requerida y la estimación de los costos de dichas características, para la Interconexión de una Central Eléctrica, aumento de Capacidad Instalada de Centrales Eléctricas Existentes o cambio de Punto de Interconexión. Los Estudios de Interconexión incluyen: Impacto Versión Rápida, Indicativo, Indicativo Equivalente (en caso de que aplique en la Modalidad Planeación), Impacto e Instalaciones.

1.5.54 Interconexión: Enlace de una Central Eléctrica a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución. El término también se refiere a los procesos relativos al incremento de Capacidad Instalada o Cambio del Punto de Interconexión para una Central Eléctrica existente, y al requerimiento de infraestructura para la entrega de excedentes de Centrales Eléctricas de Abasto Aislado que pretendan interconectarse a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista.

1.5.64 Obras de Interconexión o Conexión: Obras que se requieren para llevar a cabo la Interconexión de Centrales Eléctricas o Conexión de Centros de Carga, desde dicha Central Eléctrica o Centro de Carga, hasta el Punto de Interconexión o Conexión con la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, las cuales incluirán las obras de Ampliación y Modernización en la subestación eléctrica correspondientes al Punto de Interconexión o Conexión de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.

1.5.69 Pequeñas Centrales Eléctricas: Centrales Eléctricas que cuentan con una Capacidad Instalada Neta igual o mayor a 0.5 MW y hasta 10 MW. Para la Interconexión de Centrales con Capacidad Neta menor a 0.5 MW se ajustarán a lo previsto en el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 15 de diciembre de 2016, así como las





Disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida, publicadas en el DOF el 7 de marzo de 2017.

1.5.79 Punto de Interconexión: El punto físico en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales, determinado por el CENACE en el Estudio Indicativo, donde una o varias Centrales Eléctricas, que pueden o no compartir infraestructura entre ellas, se conectan en un mismo nivel de tensión para entregar la energía eléctrica, el cual delimita la frontera operativa y de responsabilidad física entre el Transportista, Contratista o Distribuidor y los Solicitantes. Cada Central Eléctrica tendrá su propio sistema de medición.

1.5.87 Sincronización: Conjunto de acciones que deben realizarse para interconectar una Central Eléctrica al SEN una vez que ha concluido su período de construcción.

1.5.90 Solicitud de Interconexión: Solicitud que se realiza a través de los Medios de Comunicación, mediante el cual un Solicitante requiere la prestación de servicios del CENACE, para la realización de Estudios de Interconexión de Centrales Eléctricas previstos en el presente Manual.

1.5.95 Unidad o Unidad de Central Eléctrica: Elemento de una Central Eléctrica que puede ser despachado de manera independiente a otros elementos de la misma, también, puede referirse a una sola planta o isla de generación.

## 1.6 Reglas de Interpretación

1.6.4 Los Días señalados en este documento se entenderán como días hábiles y cuando se haga referencia a año, se entenderá éste como calendario, salvo que se indique lo contrario.

1.6.11 Para efectos del presente Manual, todo lo relativo a Abasto aislado se entenderá aplicable para Generación CIL y Carga CIL según corresponda.

## Capítulo 2. Obligaciones y responsabilidades

### 2.1 Del CENACE

2.1.1 El CENACE por conducto de la Dirección de Operación y Planeación del Sistema, Subdirectores Generales de Control Regional y Subgerentes que dependan de éstos y el apoyo de otras Unidades Administrativas o quienes tengan a su cargo dichas funciones, tienen las siguientes obligaciones y facultades, además de las contenidas en la LIE y disposiciones que emanan de ésta, o del Estatuto Orgánico del CENACE, para instruir la Interconexión física de Centrales Eléctricas y Conexión física de Centros de Carga a la RNT y a las RGD así como la entrada en operación normal o comercial, según se defina en las disposiciones aplicables:

a. Definir las Características Específicas de la Infraestructura Requerida para realizar la Interconexión de la Central Eléctrica o Conexión del Centro de Carga de acuerdo con las NOMS vigentes y con las especificaciones técnicas generales que emita el CENACE autorizadas por la CRE y en ausencia de éstas, con las especificaciones del Transportista o Distribuidor para instalaciones similares;

m. Requerir al Distribuidor la definición de las Características Específicas de la Infraestructura Requerida, cuando las Centrales Eléctricas pretendan interconectarse a las RGD que no correspondan al MEM;

### 2.2 Del Transportista, Contratista o Distribuidor

2.2.1 El Transportista, Contratista, o Distribuidor tienen las siguientes obligaciones y responsabilidades, con excepción de que se indique lo contrario, para llevar a cabo la Interconexión de Centrales Eléctricas y





Conexión de Centro de Carga a la RNT y a las RGD, además de las obligaciones que se establecen en las DACG en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la RNT y las RGD de Energía Eléctrica:

d. Celebrar con el Solicitante, y previa instrucción del CENACE, el Contrato de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centro de Carga, dentro de los plazos establecidos en el presente Manual;

### **2.3 Del Solicitante**

2.3.1 El Solicitante tiene las siguientes obligaciones y responsabilidades para llevar a cabo la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centro de Carga a la RNT y/o a las RGD:

a. Proporcionar al CENACE la información y documentación técnica y legal que se requiera para realizar los Estudios de Interconexión de Centrales Eléctricas o de Conexión de los Centros de Carga, de acuerdo con el alcance y los plazos establecidos en el presente Manual;

f. Cubrir los costos derivados de los siguientes conceptos:

1. Elaboración de los Estudios de Interconexión de Centrales Eléctricas y de Conexión de Centros de Carga;

2. Obras de Interconexión o Conexión y de Refuerzo a la RNT o a las RGD;

3. En el caso de que hayan requerido ser incluido en la Planeación, las Obras de Interconexión o Conexión, incluyendo las ampliaciones y modernización del Punto de Interconexión,

4. Expedición y gestión de Garantías Financieras;

5. La certificación del cumplimiento de las instalaciones y la Obras de Interconexión o Conexión y Obras de Refuerzo por parte de la Unidad de Inspección, y

6. Pruebas efectuadas en sitio requeridas para la Validación de los Requerimientos Técnicos.

l. Suscribir con el Transportista, Contratista o Distribuidor el Contrato de Interconexión o Conexión respectivo, así como los acuerdos correspondientes de operación y uso de las instalaciones de la RNT y/o RGD comunes al Punto de Interconexión de Centrales Eléctricas o Conexión de Centro de Carga;

## **Capítulo 3. Opciones de interconexión y conexión**

### **3.1 Modalidades, Características, Clasificaciones, Estudios y Análisis para la Interconexión de Centrales Eléctricas**

3.1.1 Los tipos de Estudio y Análisis con los que se atenderá la Solicitud de Interconexión se determina conforme a la Modalidad, Clasificación y características de la Central Eléctrica y de la Interconexión a la RNT y/o a las RGD

3.1.2 La Solicitud para la Interconexión con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW que requieran interconectarse a las RGD, deberán sujetarse a lo establecido en el "Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW", las Disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida, aplicables.

### **3.3 Modalidad Individual**





3.3.1 La Modalidad Individual es aquella en la que el Solicitante desea realizar la Interconexión o Conexión con la finalidad de que la Central Eléctrica o Centro de Carga inicie operaciones comerciales en la Fecha Estimada de Operación, la cual es definida por el propio Solicitante al momento de iniciar el trámite.

### 3.12 Obras de Interconexión o Conexión y Obras de Refuerzo

3.12.1 El CENACE definirá las Características Específicas de la Infraestructura Requerida para realizar la Interconexión de la Central Eléctrica o Conexión del Centro de Carga de acuerdo con las NOMS vigentes y con las especificaciones técnicas generales que emita el CENACE, autorizadas por la CRE y, en ausencia de estas, con las especificaciones del Transportista o Distribuidor para instalaciones similares.

3.12.2 Las Obras de Interconexión o Conexión y las Obras de Refuerzo en la RNT y las RGD del MEM o las RGD deberán instalarse y construirse de acuerdo con las NOMS vigentes y con las especificaciones técnicas generales que emita el CENACE, autorizadas por la CRE y, en ausencia de estas, con las especificaciones del Transportista o Distribuidor para instalaciones similares.

3.12.3 En cualquiera de las Modalidades, las Obras de Interconexión o Conexión serán costeadas por el Solicitante.

3.12.4 En la Modalidad Individual, las Obras de Refuerzo en la RNT y las RGD del MEM o las RGD serán con cargo al Solicitante y en la Modalidad Planeación formarán parte del PRODESEN y la Fecha Estimada de Operación se determinará en el ejercicio de planeación que realiza el CENACE, dicha Fecha será conocida por el Solicitante en los resultados del Estudio Indicativo Equivalente.

## Capítulo 4. Solicitud de interconexión y solicitud de conexión

### 4.2 Interconexión de Centrales Eléctricas Modalidad Individual Clasificación Independiente

4.2.1 La Solicitud en la Modalidad Individual y Clasificación Independientes deberán cumplir con lo siguiente:

- a. Pequeñas Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta entre 0.5 MW y 10 MW, o
- b. Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta mayor a 10 MW.

### 4.5 Interconexión de Centrales Eléctricas Modalidad Individual Clasificación Abasto Aislado

4.5.1 La Solicitud en la Modalidad Individual, Clasificación de Abasto Aislado se atenderá de manera equivalente a la Modalidad Individual Clasificación Independiente y su respectiva Característica.

## Capítulo 5. Atención y seguimiento a la solicitud de interconexión y solicitud de conexión

### Generalidades

5.1.1. El Solicitante deberá registrarse en el SIASIC del CENACE a fin de que este último, realice la atención de la Solicitud y proceso de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centro de Carga correspondientes.

## Capítulo 7. Requerimientos de información técnica para la realización de estudios

### 7.1 Consideraciones generales.

7.1.1 Los Estudios de Interconexión de Centrales Eléctricas o Conexión de Centro de Carga que realice el CENACE requieren de Información técnica de cada uno de los Proyectos que se pretenden Interconectar o Conectar a la RNT o a las RGD, a fin de asegurar la confiabilidad del SEN.





## Capítulo 8. Estudios de interconexión y conexión, y validación de requerimientos técnicos

### 8.1 Consideraciones Generales

8.1.1 El CENACE está facultado para realizar los Estudios de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centro de Carga y de Subcontratar servicios vinculados a dichos Estudios y las pruebas para la Validación de Requerimientos Técnicos de Centrales Eléctricas y Centros de Carga.

### 8.2 Estudios de Interconexión

8.2.2 El CENACE deberá realizar los Estudios de Interconexión de Centrales Eléctricas de conformidad con las siguientes precisiones:

- a. El Estudio de Impacto Versión Rápida determinará de una manera simplificada, las Características Específicas de la Infraestructura Requerida para la Interconexión de la Central Eléctrica con una Capacidad Instalada Neta de 0.5 MW a 10 MW;
- b. El Estudio Indicativo señalará de manera preliminar las Características Específicas de la Infraestructura Requerida para la Interconexión de la Central Eléctrica con base en el Criterio Mínimo de Interconexión y, a elección del Solicitante, el Criterio para Garantizar la Disponibilidad de Entrega Física, o ambos;

8.2.3 El CENACE deberá realizar los Estudios de Interconexión de Centrales Eléctricas, considerando su impacto en el SEN de acuerdo con lo siguiente:

- a. La Solicitud de Interconexión de Centrales Eléctricas que pertenezcan a la Modalidad Individual con características Capacidad Instalada Neta igual o mayor a 0.5 MW e igual o menor a 10 MW, se atenderán mediante la Versión Rápida a que se refiere el numeral 8.2.2, inciso a, para obtener los requerimientos mínimos de Infraestructura en el menor tiempo posible, y

8.2.4 El CENACE deberá elaborar los Estudios para la Interconexión de Centrales Eléctricas de acuerdo con la Modalidad, Clasificación y características que resulten aplicables.

## Capítulo 11. Costos para la elaboración de los estudios de interconexión y conexión

### 11.1 Costos y cobros

11.1.6 El Solicitante, una vez que ingresa su Solicitud en el SIASIC en la Modalidad Individual, deberá pagar el costo del primer Estudio de Interconexión y Conexión. Después de haber recibido los resultados deberá requerir y pagar el siguiente Estudio, hasta finalizar el proceso de Estudios correspondientes.

#### Comentario.

En el caso de la CH San Luis su característica es de una Central Eléctrica Nueva con una Capacidad Instalada Neta mayor o igual a 0.5 MW

La Central Hidroeléctrica San Luis (CH San Luis) requiere una solicitud de Interconexión, Modalidad Individual, Clasificación Independiente, Característica correspondiente a Pequeña Central Eléctrica Nueva con Capacidad Instalada Neta entre 0.5 MW y 10MW.

En consecuencia, los estudios que aplican son: Impacto Versión Rápida, Instalaciones y Validación.

En cuanto a los Tipos de Análisis estos son para el Estudio de Impacto Versión Rápida: Análisis de Estado Estable (AEE), Estabilidad Transitoria (ET) y Coordinación de Esquemas (CE).





Con respecto al Estudio de Instalaciones el Tipo de Análisis que aplica es: el de Estimación de Costos de Inversión (ECI).

Y para el Estudio de Validación los Tipos de Análisis aplicables son el ET y el CE.

Con respecto a la Característica de la Interconexión aplica lo siguiente: Pretende interconectarse a las RGD que no corresponden al MEM y que no requiere infraestructura en la RNT y en las RGD del MEM.

## 5.4 Ley de Aguas Nacionales

La Ley de Aguas Nacionales fue publicada en el Diario Oficial de la Federación el 1 de diciembre de 1992.

### Capítulo III. Uso en generación de energía eléctrica

Artículo 79. El Ejecutivo Federal determinará si las obras hidráulicas correspondientes al sistema hidroeléctrico deberán realizarse por “La Comisión” o por la Comisión Federal de Electricidad.

“La Comisión” podrá utilizar o concesionar la infraestructura a su cargo para generar la energía eléctrica que requiera y también podrá disponer del excedente, en los términos de la Ley aplicable conforme a la materia.

Artículo 80. Las personas físicas o morales deberán solicitar concesión a “La Comisión” cuando requieran de la explotación, uso o aprovechamiento de aguas nacionales con el objeto de generar energía eléctrica, en los términos de la ley aplicable en la materia.

No se requerirá concesión, en los términos de los reglamentos de la presente Ley, para la explotación, uso o aprovechamiento de aguas nacionales en pequeña escala para generación hidroeléctrica conforme a la ley aplicable en la materia.

## 5.5 Reglamento de la Ley de Aguas Nacionales

Este Reglamento fue publicado en el DOF el 12 de enero de 1994.

Artículo 120. No se requerirá de concesión para la explotación, uso o aprovechamiento de agua, en los términos del artículo 80 de la “Ley”, cuando sea para generación de energía hidroeléctrica en pequeña producción o escala, entendida como tal aquella que realizan personas físicas o morales aprovechando las corrientes de ríos y canales, sin desviar las aguas ni afectar su cantidad y calidad, y cuya capacidad de generación no exceda de 30 Megavatios.

La construcción de las obras de infraestructura que se requieran para la generación de energía hidroeléctrica a que se refiere el párrafo anterior, requerirán permiso de la “Autoridad del Agua” para los efectos de los artículos 97 y 98 de la Ley.

Sin perjuicio de lo anterior, las personas físicas o morales a que se refiere este artículo deberán cumplir en todo caso, con lo dispuesto en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento.

### Comentario

La Ley de Aguas Nacionales y su Reglamento son muy claros al establecer que no se requiere concesión para generar energía hidroeléctrica a pequeña escala, cuya capacidad de generación no exceda de 30 MW.





## 6. Estudio de costos de KW/h para generación mediante energías limpias y el costo de venta de esa energía

De acuerdo con información de la Comisión Federal de Electricidad<sup>1</sup>, en nuestro país existen 35 tipos de tarifas, las cuales están clasificadas en dos grandes rubros: *tarifas específicas* y *tarifas generales*.

Dentro de las *tarifas específicas* se encuentran tarifas para: *servicio doméstico*, *servicio público*, *agrícola* y *temporal*. Mientras que dentro de las *tarifas generales* están las tarifas para: *baja*, *media* y *alta tensión*, y *de servicio de respaldo e interrumpible*.

### Tarifas generales para media tensión

Dentro de las *tarifas generales* encontramos la clasificación para **media tensión** que servirá en el análisis del precio por kWh.

#### Tarifa H-M

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda de 100 kilowatts o más.

#### Tarifa H-MC

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión en la región Baja California, con una demanda de 100 kilowatts o más, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.

Debido a que San Luis Río Colorado se encuentra en la zona de Baja California como se puede notar en la Tabla 6.2, tomaremos la tarifa de H-MC. En la siguiente figura se presenta la división por zonas para las tarifas en la República Mexicana:



Figura 6.1. Regiones de control del SEN.

<sup>1</sup> Tarifas CFE 2019.

<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Acuerdos/AcuerdosIndustria.aspx>





División tarifaria	Zona de Carga
Baja California	Ensenada, Mexicali, San Luis, Tijuana
Baja California Sur	Constitución, La Paz, Los Cabos
Bajío	Aguascalientes, Celaya, Fresnillo, Irapuato, Ixmiquilpan, León, Querétaro, Salvatierra, San Juan del Río, Zacatecas.
Centro Occidente	Apatzingán, Colima, Jiquilpan, Lázaro Cárdenas, Manzanillo, Morelia, Uruapan, Zacapu, Zamora, Lázaro Cárdenas
Centro Oriente	Centro Oriente, Izucar, Puebla, San Martín, Tecamachalco, Tehuacán, Tlaxcala.
Centro Sur	Acapulco, Centro Sur, Chilpancingo, Cuautla, Cuernavaca, Iguala, Morelos, Zihuatanejo
Golfo Centro	Huasteca, Huejutla, Matehuala, San Luis Potosí, Tampico, Victoria.
Golfo Norte	Matamoros, Monclova, Morelos, Monterrey, Nuevo Ladero, Piedras Negras, Reynosa, Sabinas, Saltillo
Jalisco	Ciénega, Guadalajara, Los Altos, Minas, Tepic Vallarta, Zapotlán
Noroeste	Caborca, Culiacán, Guasave, Guaymas, Hermosillo, Los Mochis, Mazatlán, Navojoa, Nogales, Obregón
Norte	Camargo, Casas Grandes, Chihuahua, Cuauhtémoc, Durango, Juárez, Laguna Coatzacoalcos, Córdoba, Los Tuxtlas, Orizaba, Poza Rica, Teziutlán, Veracruz, Xalapa.
Oriente	Campeche, Cancún, Carmen, Chetumal, Mérida, Motul Tizimin, Rivera Maya, Ticul
Peninsular	Chontalpa, Huajuapán, Huatulco, Los Ríos, Oaxaca, San Cristóbal, Tapachula, Tehuantepec, Tuxtla, Villahermosa
Sureste	

Tabla 6.1. Zonas de carga por división tarifaria. FUENTE: CENACE

## 6.1 Proceso de selección de tarifas para KWh

Se puede observar que la tarifa H-MC se simplifica como GDMTH, según el “Acuerdo A-058-2016 Definición de Criterios Tarifas Transmisión, Distribución y CENACE” publicado en el DOF del 01/03/2017 de la CRE para la aplicación de tarifas<sup>2</sup>, y que se observa en la siguiente tabla:

Dice		Debe decir	
Cuadragésimo séptimo. Que las tarifas indicadas en el Considerando Cuadragésimo sexto se corresponden con el cuadro tarifario vigente de la siguiente manera:		Cuadragésimo séptimo. Que las tarifas indicadas en el Considerando Cuadragésimo sexto se corresponden con el cuadro tarifario vigente de la siguiente manera:	
<b>Cuadro tarifario vigente</b>	<b>Cuadro tarifario simplificado</b>	<b>Cuadro tarifario vigente</b>	<b>Cuadro tarifario simplificado</b>
Tarifa 1	DB1/DB2	Tarifa 1	DB1/DB2
Tarifa 1A	DB1	Tarifa 1A	DB1/DB2
Tarifa 1B	DB1	Tarifa 1B	DB1/DB2
Tarifa 1C	DB1	Tarifa 1C	DB1/DB2
Tarifa 1D	DB1	Tarifa 1D	DB1/DB2
Tarifa 1E	DB1	Tarifa 1E	DB1/DB2
Tarifa 1F	DB1	Tarifa 1F	DB1/DB2
Tarifa 2	PDBT	Tarifa 2	PDBT
Tarifa 3	GDBT	Tarifa 3	GDBT
Tarifa 5	PDBT	Tarifa 5	PDBT
Tarifa 5A	PDBT	Tarifa 5A	PDBT
Tarifa 6	PDBT/GDBT	Tarifa 6	PDBT/GDBT
Tarifa 9	GDBT	Tarifa 9	GDBT
Tarifa 9CU	GDBT/GDMT	Tarifa 9CU	GDBT/GDMT
Tarifa 9M	GDMT	Tarifa 9M	GDMT
Tarifa 9N	GDBT/GDMT	Tarifa 9N	GDBT/GDMT
Tarifa HM	GDMT	Tarifa HM	GDMT
Tarifa HMC	GDMT	Tarifa HMC	GDMT
Tarifa OM	GDMT	Tarifa OM	GDMT

Tabla 6.2. Correspondencia de tarifas.

<sup>2</sup> [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5474996&fecha=01/03/2017](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5474996&fecha=01/03/2017)





Se requiere consultar la página oficial de CFE (Figura 6.2), para obtener los datos de costos para la tarifa GDMTH en Fijo, Base, Intermedia y Punta (Figura 6.3) y los horarios de aplicación en verano e invierno para cada día de la semana (Figura 6.4).

Consultar tarifas de:

Gran demanda en media tensión horaria

1.- Aplicación

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda igual o mayor a 100 kilowatts.

2.- Cuotas aplicables en el mes de  de 2019.

2.1 Identifica tu región tarifaria

SONORA	▼
SAN LUIS RIO COLORADO	▼
BAJA CALIFORNIA	▼

**Figura 6.2. Consulta de tarifas.**

**Baja California**

Tarifa	Descripción	Int. Horario	Cargo	Unidades	OCT-19
GDMTH	Gran demanda en media tensión horaria	-	Fijo	\$/mes	677.66
		Base	Variable (Energía)	\$/kWh	0.5399
		Intermedia	Variable (Energía)	\$/kWh	0.8321
		Punta	Variable (Energía)	\$/kWh	1.1191
		-	Distribución	\$/kW	86.82
		-	Capacidad	\$/kW	308.85

**Tabla 6.3. Consulta de tarifa GDMTH para el mes de Octubre.**

Conforme al “Anexo B del A/058/2017” de la CFE se tienen los siguientes horarios aplicables a la región de Baja California:

Región Baja California			
Temporada de verano			
Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes		0:00 - 14:00 18:00 - 24:00	14:00-18:00
Sábado		0:00 - 24:00	
Domingo y festivo <sup>4</sup>		0:00 - 24:00	
Temporada de invierno			
Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
Lunes a viernes	0:00 - 17:00 22:00 - 24:00	17:00 - 22:00	
Sábado	0:00 - 18:00 21:00 - 24:00	18:00 - 21:00	
Domingo y festivo	0:00 - 24:00		

<sup>4</sup> Conforme a los días definidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo.

**Tabla 6.4. Horarios por temporada en la categoría GDMTH.**

(<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Acuerdos/AcuerdosIndustria.aspx>)





Asimismo, para la región de Baja California se manejan tres tipos de tarifas para las temporadas de verano e invierno: GDMTH, DIST y DIT (Tabla 6.6). Lo anterior se verificó en la página de la Comisión Reguladora de Energía (CRE)<sup>3</sup>.

Región	Categoría tarifaria	Temporada	Periodo
Baja California	GDMTH, DIST y DIT	Verano	Del primero de mayo al sábado anterior al último domingo de octubre.
		Invierno	Del último domingo de octubre al 30 de abril.
Baja California Sur	GDMTH, DIST y DIT	Verano	Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre.
		Invierno	Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril.
SIN	GDMTH	Verano	Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre.
		Invierno	Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril.
	DIST y DIT	Primavera	Del primero de febrero al sábado anterior al primer domingo de abril
		Verano	Del primer domingo de abril al 31 de julio
		Otoño	Del primero de agosto al sábado anterior al último domingo de octubre
		Invierno	Del último domingo de octubre al 31 de enero

**Tabla 6.10. Temporadas del año para Baja California. FUENTE: CRE**

**Cálculo de Tarifa por horario (base, intermedio y punta)**

También se realizó un análisis más detallado, considerando lo siguiente:

1. El tipo de tarifa (base, intermedio y punta),
2. Temporada (verano, invierno),
3. Días (lunes a viernes, sábado y domingo),
4. Horarios por día y
5. Costo por tipo de tarifa y por horario (0.5399, 0.8321, 1.1191, para básico, intermedio y punta respectivamente),

El resultado fue un **costo para invierno promedio de \$0.89/kWh y de \$1.30/kWh para verano**, dando un valor promedio de **\$1.09/kWh**, y considerando una venta promedio de energía de **500 kW** (Tabla 6.7, 6.8 y 6.9). Estos valores podrían ser tomados como los menores valores de venta de energía del proyecto.

COSTO DE ENERGÍA POR MES PARA LA TEMPORADA DE VERANO, CONSIDERANDO LOS HORARIOS Y PARA CADA TIPO DE TARIFA																					
INVIERNO (DÍAS)																					
		NOVIEMBRE (30)			DICIEMBRE (31)			ENERO (31)			FEBRERO (28)			MARZO (31)			ABRIL (30)				
TARIFA		LUNES-VIERNES	SÁBADO	DOMINGO																	
Días	21	5	4	22	4	5	23	4	4	20	4	4	21	5	5	22	4	4			
hr	504	120	96	528	96	120	552	96	96	480	96	96	504	120	120	528	96	96	<b>2880</b>	Horas Total anual	
BASE	\$ 107,710	\$ 28,345	\$ 25,915	\$ 112,839	\$ 22,676	\$ 32,394	\$ 117,968	\$ 22,676	\$ 25,915	\$ 102,581	\$ 22,676	\$ 25,915	\$ 107,710	\$ 28,345	\$ 32,394	\$ 112,839	\$ 22,676	\$ 25,915			
INTERMEDIO	\$ 43,685	\$ 6,241	\$ -	\$ 45,766	\$ 4,993	\$ -	\$ 47,846	\$ 4,993	\$ -	\$ 41,605	\$ 4,993	\$ -	\$ 43,685	\$ 6,241	\$ -	\$ 45,766	\$ 4,993	\$ -			
PUNTA	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -		
<b>TOTAL =</b>	<b>\$ 151,395</b>	<b>\$ 34,586</b>	<b>\$ 25,915</b>	<b>\$ 158,605</b>	<b>\$ 27,668</b>	<b>\$ 32,394</b>	<b>\$ 165,814</b>	<b>\$ 27,668</b>	<b>\$ 25,915</b>	<b>\$ 144,186</b>	<b>\$ 27,668</b>	<b>\$ 25,915</b>	<b>\$ 151,395</b>	<b>\$ 34,586</b>	<b>\$ 32,394</b>	<b>\$ 158,605</b>	<b>\$ 27,668</b>	<b>\$ 25,915</b>	<b>\$ 1,278,293.10</b>	Costo Total Invierno (\$)	
\$/hr =	\$ 300	\$ 288	\$ 270	\$ 300	\$ 288	\$ 270	\$ 300	\$ 288	\$ 270	\$ 300	\$ 288	\$ 270	\$ 300	\$ 288	\$ 270	\$ 300	\$ 288	\$ 270	\$ 443.85	Costo Total Invierno/hr (\$/hr)	
\$/hr/kW =	\$ 0.60	\$ 0.58	\$ 0.54	\$ 0.60	\$ 0.58	\$ 0.54	\$ 0.60	\$ 0.58	\$ 0.54	\$ 0.60	\$ 0.58	\$ 0.54	\$ 0.60	\$ 0.58	\$ 0.54	\$ 0.60	\$ 0.58	\$ 0.54	\$ 0.89	Costo Promedio Invierno/hr/kW	

**Tabla 6.7. Costos aplicables por horario para tarifa GDMTH en Invierno**

<sup>3</sup> Aplicaciones de Tarifa en Baja California.

<https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Acuerdos/AcuerdosIndustria.aspx>







La tarifa aplicada en verano corresponde a \$1.9512/kWh y de \$1.3720/kWh en invierno (Tabla 6.6).

Tarifa	Descripción	Int. Horario	Cargo	Unidades	Cantidad (kW)	COSTOS APLICABLES POR DISTRIB, CENACE, TRANSMIS, SUMINISTRO, SCnMEM, GENER, CAPAC						Total		
						Transmisión	Distribución	CENACE	Suministro	SCnMEM	Generación		Capacidad	
GDMTH	Gran demanda en media tensión horaria		Fijo	\$/mes	500				677.66				677.66	
			Básico	Variable (Energía)	\$kWh	500	0.1663		0.0078		0.0054	0.3604		0.5399
			Intermedio	Variable (Energía)	\$kWh	500	0.1663		0.0078		0.0054	0.6526		0.8321
			Punta	Variable (Energía)	\$kWh	500	0.1663		0.0078		0.0054	0.9396		1.1191
			Capacidad	\$kW	500			86.82					308.85	395.67

Costos Promedio por Región	Verano	Invierno	Promedio
	1.9512	1.3720	1.66

Tabla 6.6. Costos aplicables por suministro, distribución, CENACE, transmisión, etc para la tarifa GDMTH

## 6.2 Tarifas de análisis para la C.H. San Luis

Considerando los análisis anteriores, se tomarán en cuenta las siguientes tarifas mínimas, medias y máximas para el proyecto en cada temporada (verano e invierno), Tabla 6.11.

Tarifa	Costos de Tarifa en \$/kWh		
	Verano	Invierno	Promedio
Mínima	1.30	0.89	1.09
Media	1.63	1.13	1.38
Máxima	1.95	1.37	1.66

Tabla 6.11. Tarifas consideradas para el análisis de venta de energía del Proyecto San Luis



## 7. Identificación del sitio de interconexión

En un recorrido con los Directivos de los Usuarios Organizados, del Organismo de Cuenca Península de Baja California y del Distrito de Riego 014, Río Colorado, Baja California y Sonora, de la CONAGUA, se identificó una línea de distribución de energía eléctrica, de baja tensión y media tensión, que cruza el Canal San Luis en el Km 0+100, aproximadamente a 80 m de donde se propone construir la Central Hidroeléctrica San Luis. Se recuerda que el cuadro eléctrico con protecciones de la CH San Luis es de 480 V. Como se indica en las Figuras 7.1 y 7.2.

La Central Hidroeléctrica San Luis se puede interconectar a esta red de distribución de energía eléctrica, el punto de interconexión es realizado por la CENACE en conformidad al **Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga**.



Figura 7.1. Ubicación de la CH San Luis y Red de distribución de energía eléctrica



Figura 7.2. Red de distribución de energía eléctrica, baja tensión.



## 7.1 Punto de Interconexión

Se define como el punto físico en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales, determinado por el CENACE en el **Estudio Indicativo**, donde una o varias Centrales Eléctricas, que pueden o no compartir infraestructura entre ellas, se conectan en un mismo nivel de tensión para entregar la energía eléctrica, el cual delimita la frontera operativa y de responsabilidad física entre el Transportista, Contratista o Distribuidor y los Solicitantes. Asimismo, cada Central Eléctrica tendrá su propio sistema de medición.

El estudio indicativo no es aplicable a las Pequeñas Centrales Eléctricas con capacidad instalada entre 0.5 MW y 10 MW, tal y como lo establece la Tabla 7.1, extraída del Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.

Modalidad	Clasificación	Características de las Centrales Eléctricas Nuevas o Existentes	Estudios o Procedimiento							
			Indicativo	Indicativo o Equivalente	Impacto Versión Rápida	Impacto	Instalaciones	Infraestructura RTN	Clúster	Validación
Individuales	Independientes	Pequeñas Centrales Eléctricas con Capacidad Instaladas entre 0.5 MW y 10 MW			x		x			x
		Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada mayor a 10 MW	x			x	x			x
	Agrupadas	Centrales Eléctricas Agrupadas mayores a 20 MW e interconexión mayor o igual a 69 kV	x			x	x			x
	Agrupadas en Clúster Autofinanciados	Centrales Eléctricas con Capacidad en Clúster Mayor a 300 MW e interconexión mayor o igual a 69 kV					x		x	x
Planeación	Estándar	Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada mayor a 10 MW		x		x	x	x		x
	Clúster	Centrales Eléctricas con Capacidad en Clúster Mayor a 300 MW e interconexión mayor o igual a 69 kV		x		x	x	x	x	x
Existentes	1. Abasto aislado 2. Incrementos de Capacidad Instalada 3. Cambio de Punto de Interconexión	Pequeñas Centrales Eléctricas (0.5 a 10 MW)			x		x			x
		Centrales Eléctricas mayores a 10 MW	x			x	x			x

**Tabla 7.1. Estudios de Interconexión por Modalidad, Clasificación y Características de las Centrales Eléctricas Nuevas o Existentes.**





La CH San Luis está en una modalidad individual y clasificada en Independiente, cuenta con una capacidad neta entre 0.5 MW y 10 MW, por lo que los estudios que se desarrollan son:

- **Impacto Versión Rápida.** Documento elaborado por el CENACE para determinar las Características Específicas de la Infraestructura Requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas de 0.5 a 10 MW y para cumplir con el Criterio Mínimo de Interconexión y, a elección del Solicitante, el Criterio para Garantizar la Disponibilidad de Entrega Física o ambos.
- **Instalaciones.** Documento elaborado por el CENACE que integra la estimación de costos proporcionada por el Transportista, Contratista o Distribuidor, que incluye de manera enunciativa la Infraestructura definida, características de los sistemas de protección, comunicación medición y control, espacios físicos en subestaciones, arreglos y modernización en las subestaciones y las *Características Específicas de la Infraestructura*. Documento elaborado por el CENACE que integra la estimación de costos proporcionada por el Transportista, Contratista o Distribuidor, que incluye de manera enunciativa la Infraestructura definida, características de los sistemas de protección, comunicación medición y control, espacios físicos en subestaciones, arreglos y modernización en las subestaciones.
- **Validación** de Requerimientos Técnicos.

También se identificaron 3 subestaciones cerca del lugar de construcción de la CH San Luis de acuerdo a la información proporcionada por INEGI, denominadas No. 389, No. 421 y No. A, que se sitúan a una distancia de 11.06 Km, 9.22 Km y 5.42 Km, respectivamente (Figura 7.4).

Es evidente que cuando se haga la solicitud al CENACE de la interconexión de la Central Hidroeléctrica San Luis, en el Estudio de Impacto Versión Rápida se especificarán las Características de la Infraestructura Requerida para la Interconexión, así como el Punto de Interconexión.



Figura 7.4. Ubicación de las subestaciones.

## 8. Diseño del Esquema de la CH San Luis

Se consideraron inicialmente dos propuestas que se muestran a continuación. El análisis se realizó con base en la información obtenida de *Google Earth* para identificar la mejor opción:

**Propuesta 1.** Presa derivadora con obra de toma en la primera caída y tubería a presión hasta el punto de interconexión con la turbina y su casa de máquinas (Figura 8.1 y 8.2).



Figura 8.1. Propuesta 1. Presa derivadora en 1era caída en planta

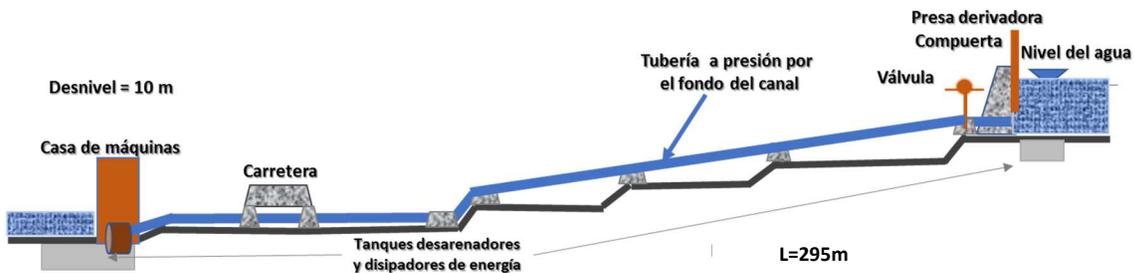


Figura 8.2. Propuesta 1. Presa derivadora en 1era caída en perfil

**Propuesta 2.** Presa derivadora con obra de toma en la tercera caída y tubería a presión hasta el punto de interconexión con la turbina y su casa de máquinas (Figuras 8.3 y 8.4).



Figura 8.3. Propuesta 2. Presa derivadora en 3era caída en planta

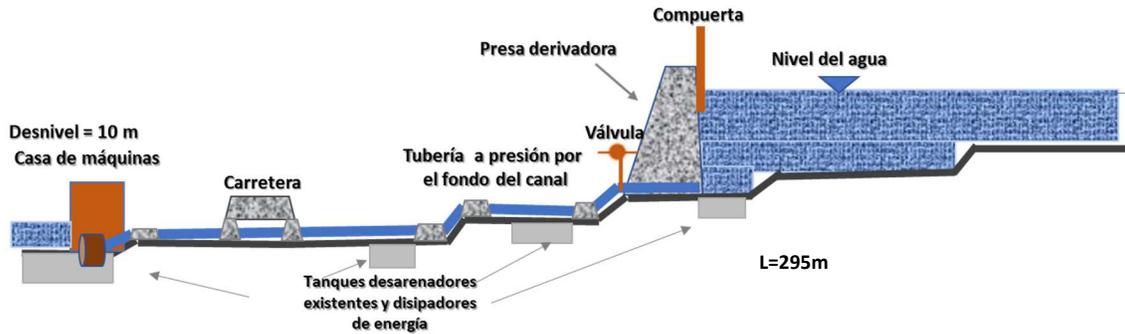


Figura 8.4. Propuesta 2. Presa derivadora en 3era caída en perfil

**Análisis hidráulico de las Propuestas**

**Propuesta 1.** Se realizó un funcionamiento de vaso para conocer los niveles de almacenamiento con respecto a la serie histórica de caudales diarios que circulan en este punto del canal.

Datos generales:

- Se estimó la curva elevación-capacidad
- El caudal de extracción se propuso de 6.5 m<sup>3</sup>/s
- La evaporación se propone de 6.51 mm/día para un área de espejo del agua constante.
- Se propuso un vertedor de 5 m de longitud y 0.50 m de altura, con elevación de 38.80 msnm en la cresta
- La elevación del fondo del canal en el sitio propuesto para la cortina es de 36.70 msnm
- La elevación máxima de la cortina es de 39.78 msnm

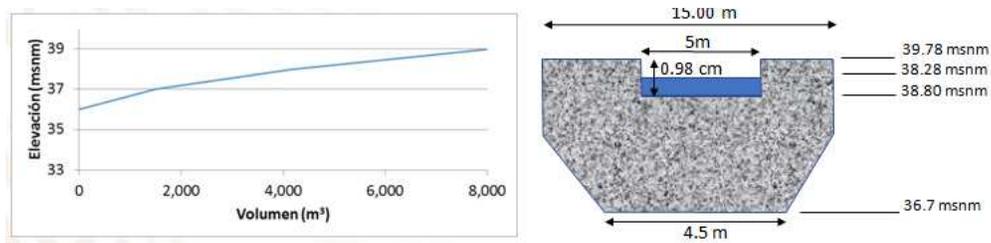


Figura 8.5. Propuesta 1. Curva Elevación-capacidad y propuesta de vertedor

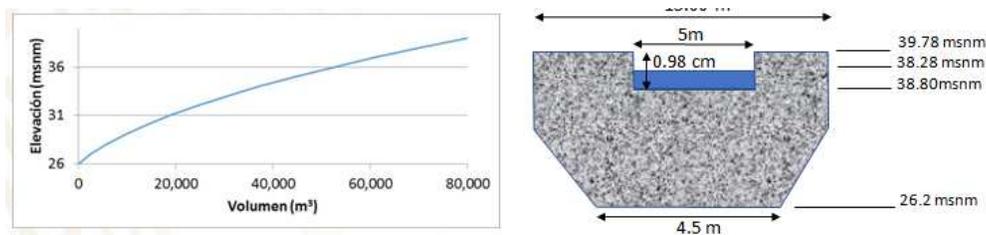
**Resultados**

En los días de operación del canal la elevación se mantiene en promedio en 38.95 msnm, lo que da una carga hidráulica de 12.95 m. El volumen de regulación es inexistente (a la cresta del vertedor es de 4,590 m<sup>3</sup>). El 91.4% de salidas corresponde al caudal extraído por la obra de toma y el 8.6% derrama por el vertedor.

**Propuesta 2.** Se realizó un funcionamiento de vaso para conocer los niveles de almacenamiento con respecto a la serie histórica de caudales diarios que circulan en este punto del canal. En esta propuesta se colocó la presa derivadora en la tercera caída para contar con un volumen mayor de almacenamiento.



- Se estimó la curva elevación-capacidad
- El caudal de extracción se propone de 6.5 m<sup>3</sup>/s.
- La evaporación se propuso de 6.51 mm/día para un área de espejo del agua constante.
- Se propone un vertedor de 5 m de longitud y 0.50 m de altura, con elevación de 38.80 msnm en la cresta
- La elevación del fondo del canal en el sitio propuesto para la cortina es de 26.2 msnm
- La elevación máxima de la cortina es de 39.78 msnm
- Se proponen muros laterales para lograr el almacenamiento de aproximadamente 500 m de longitud



**Figura 8.6. Propuesta 2. Curva Elevación-capacidad y propuesta de vertedor**

### Resultados

En los días de operación del canal la elevación se mantiene en promedio en 38.95 msnm, lo que da una carga hidráulica de 12.25 m. Es mínimo el volumen de regulación (a la cresta del vertedor es de 71.175 m<sup>3</sup>). El 91.4% de salidas corresponde al caudal extraído por la obra de toma y el 18.6% derrama por el vertedor.

### Determinación del esquema a desarrollar

En ambas propuestas se observa que no se tiene un volumen de regulación en comparación con los volúmenes de ingreso y extracción, y no hay ganancia en carga hidráulica, por tal motivo se eligió la propuesta 1 porque se requiere de una menor inversión en la construcción del muro de derivación.

De esta manera se determinó trabajar el esquema 1 de la minihidroeléctrica (Vertedor en la primera caída y conexión a una tubería a presión hacia una turbina).

Propuesta	Volumen de entrada (m <sup>3</sup> /día)	Volumen de extracción (m <sup>3</sup> /día)	Salida por vertedor (m <sup>3</sup> /día)	Evaporación (m <sup>3</sup> /día)	Carga hca media diaria (m)
1	545,824.05	511,047.09	47,803.77	9.65	12.95
2	545,824.05	511,047.09	47,945.86	24.25	12.25

**Tabla 8.1. Comparación de Propuestas en el funcionamiento hidráulico**

## 8.1 Diseño de la obra civil: presa derivadora con tubería a presión hasta la turbina

Se propone una presa derivadora sin compuerta con obra de toma hacia una tubería a presión que sigue el fondo del canal y llega a 295 m hacia aguas abajo hacia una turbina horizontal tipo *CrossFlow*. La tubería seguirá la trayectoria del canal con atraques y dados en puntos determinados. El esquema planteado se puede ver en la Figura 8.7, 8.8 y 8.14.

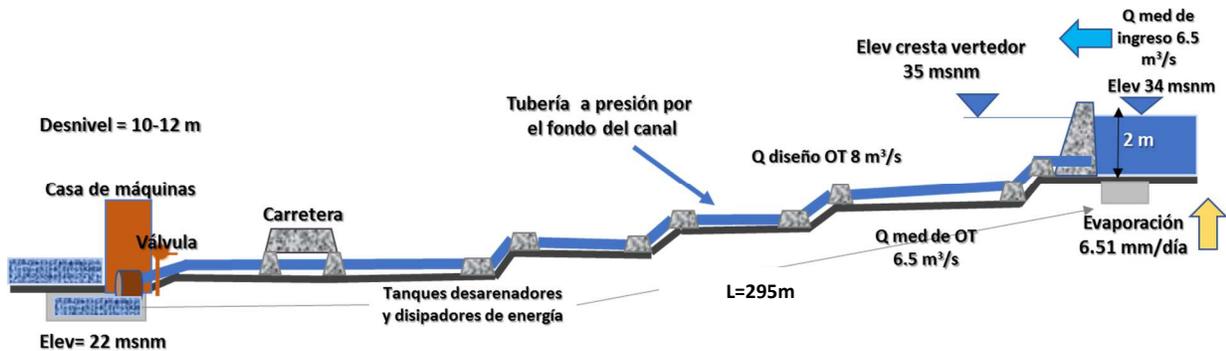


Figura 8.7. Esquema general de diseño de la minihidroeléctrica

Para conducir el gasto de diseño de  $6.5 \text{ m}^3/\text{s}$  se proponen una tubería de PRFV (Plástico Reforzado de Fibra de Vidrio), con diámetro interior de 2000 mm en tramos de 6 y 12 m de longitud, para una presión interna de 1 Bar y rigidez estructural de  $5000 \text{ N/m}^2$  (Figura 8.10).

La tubería sigue la trayectoria actual del canal, como se observa en la Figura 8.8. Comprende 5 tramos y 5 caídas, del KM 2+525 al KM 2+230 y con elevaciones de 38.94 msnm en el KM 2+525 a 28.24 msnm en el KM 2+230, que suma un desnivel de 10.70 m, y una longitud de 295 m.

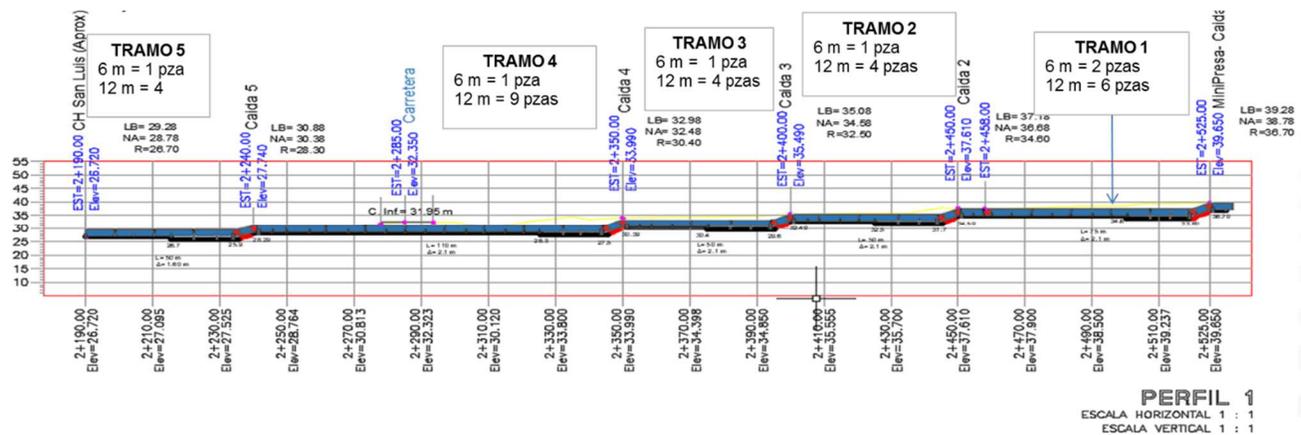


Figura 8.8 Perfil de la trayectoria de la tubería a lo largo de los 295m de longitud

Sin embargo, considerando las pérdidas propias de la tubería y locales, se tiene una carga piezométrica disponible de 9.748 m, para transitar el caudal de 6.5 m<sup>3</sup>/s a una velocidad de 2.07 m/s (Figura 8.9). Se considera una suma de pérdidas de 0.962 m que contiene: las pérdidas por fricción, las pérdidas locales por los codos y cambios de dirección y por la entrada.

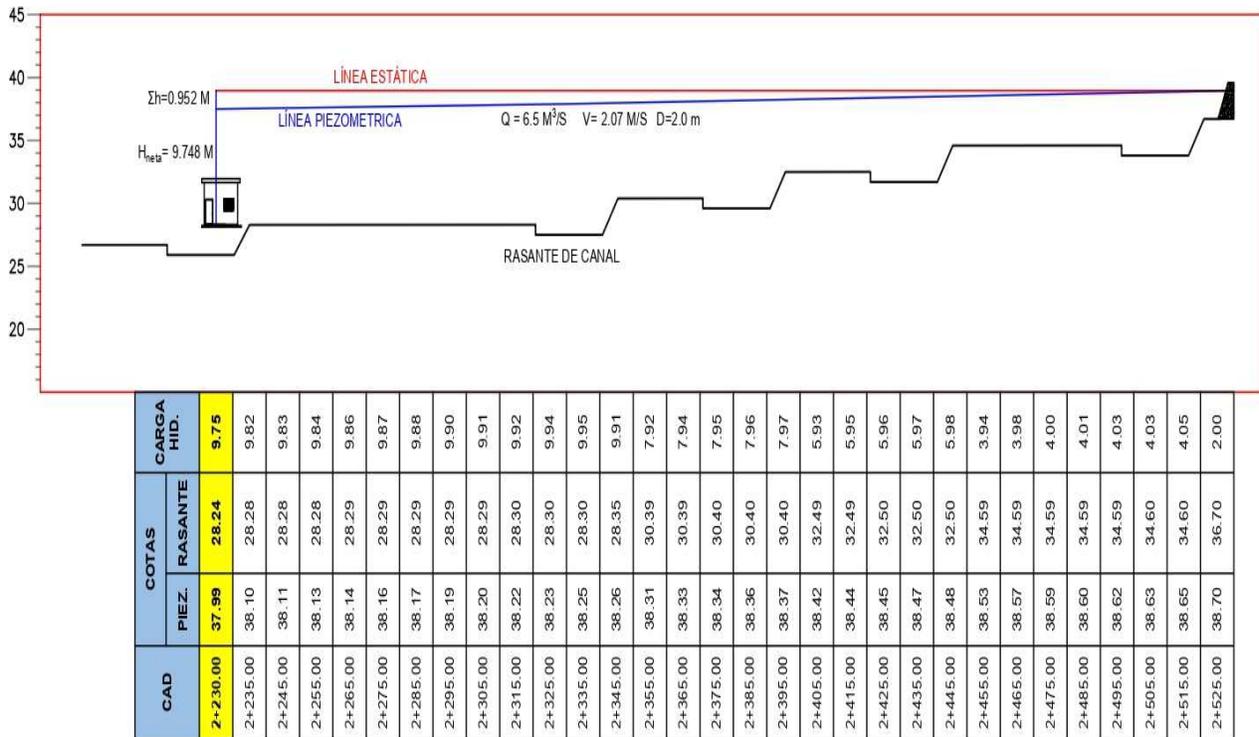


Figura 8.9 Perfil piezométrico de la CH San Luis

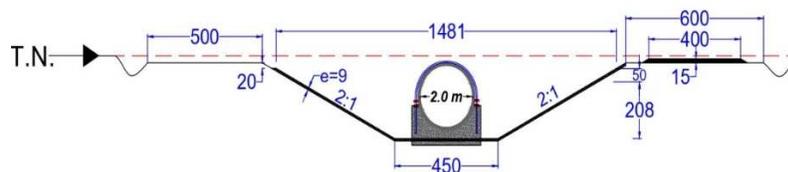


Figura 8.10. Detalle de tubería y sección del canal

El diámetro de 2000 mm se consideró también debido a que en la KM2+277 y KM2+293 se tiene el cruce de la carretera federal a San Luis Río Colorado por lo que en este tramo el canal cuenta con una alcantarilla con reducción a 5m y con muro interior intermedio de 2.5 m para cada claro, tal como se puede ver en la figura siguiente (Figura 8.11 y 8.12).

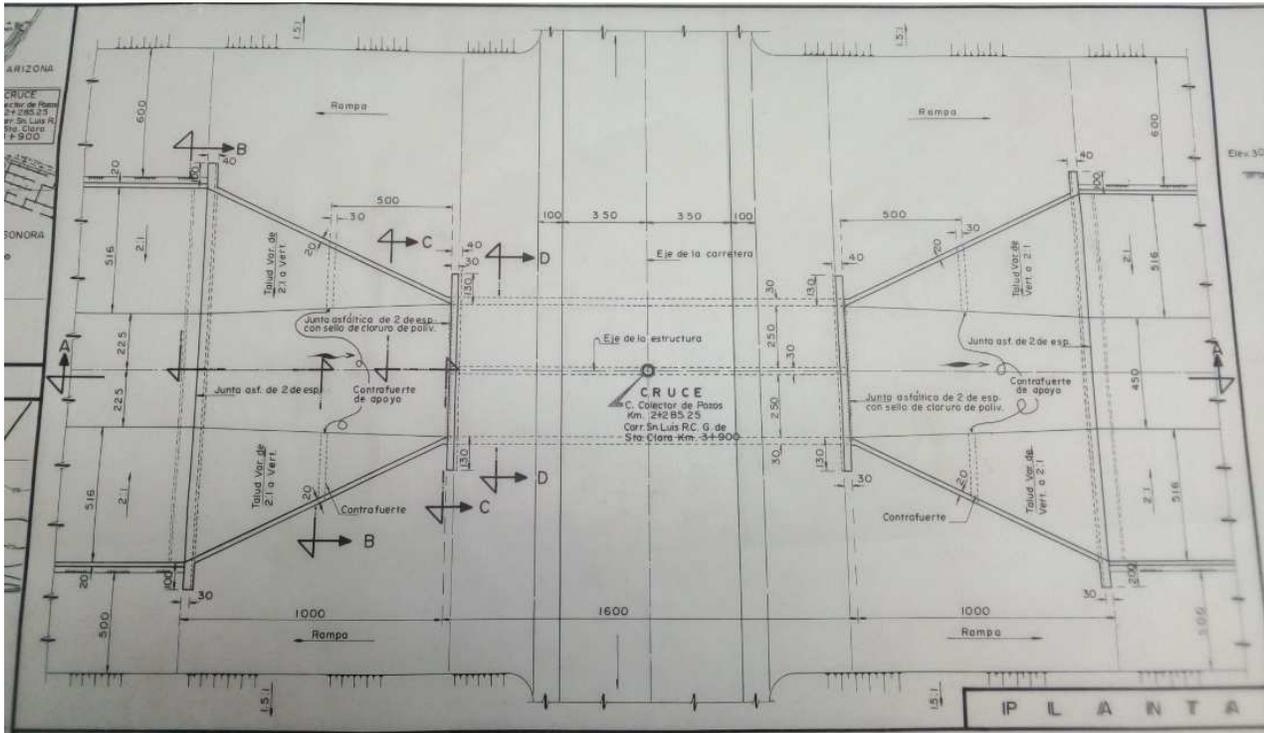


Figura 8.11. Detalle en planta de la sección de la alcantarilla en el cruce de la carretera

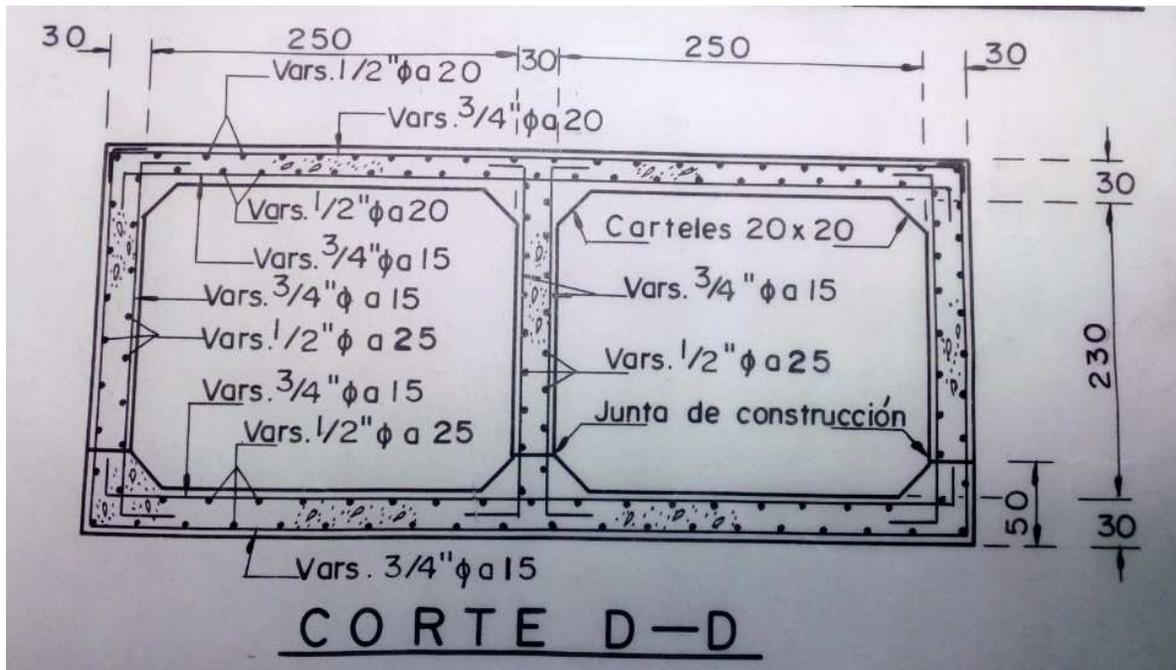
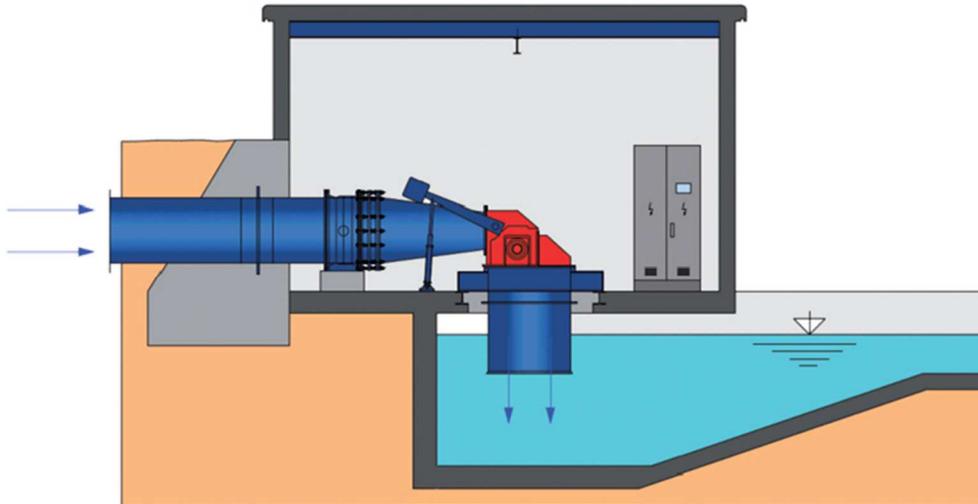


Figura 8.12. Detalle de corte D-D de la alcantarilla en el cruce de la carretera

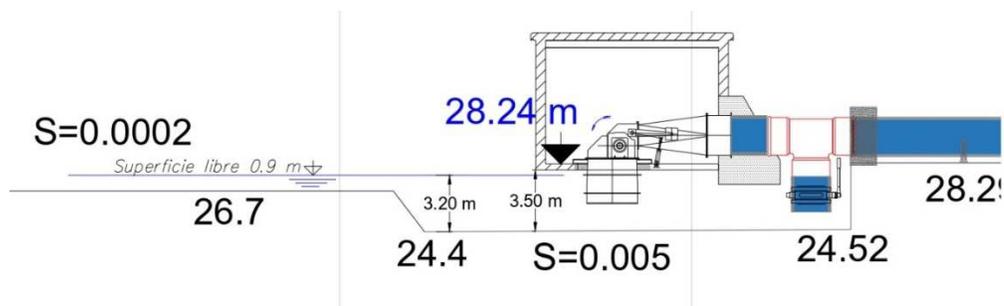
Posteriormente la tubería llega a la turbina *CrossFlow* en el Km 2+230, que es en la caída 5, y descarga la turbina en el tanque amortiguador existente (Figura 8.11), el cual tendría que ampliarse 1.5 m más de profundidad para funcionar como tanque amortiguador para pasar el caudal turbinado y continuar su trayecto por el canal siguiendo la pendiente del 0.2%.



Instalación con turbina *Crossflow* de dos cámaras con tubo de aspiración para proyectos de saltos bajos

**Figura 8.11 Llegada de la tubería a la turbina y al tanque amortiguador**

Asimismo, se considera la colocación de una pieza especial tipo “T”, la cual se encuentra justo antes de la llegada a la turbina, para desfogar el caudal excedente o para cuando se requiera dar mantenimiento al sistema. Para el control de la misma se integrará una válvula reguladora de caudal (Ver Figura 8.12).



**Figura 8.12. Detalle de llegada a turbina y conexión Tee**



El esquema general en planta sigue también la trayectoria (Figura 8.13). Dicho canal tiene un ancho en su plantilla de 4.5m y en la parte superior de los taludes se amplía hasta 14.81m, de acuerdo a los planos de diseño (Figura 3.2) donde se tiene una capacidad de 20 m<sup>3</sup>/s.

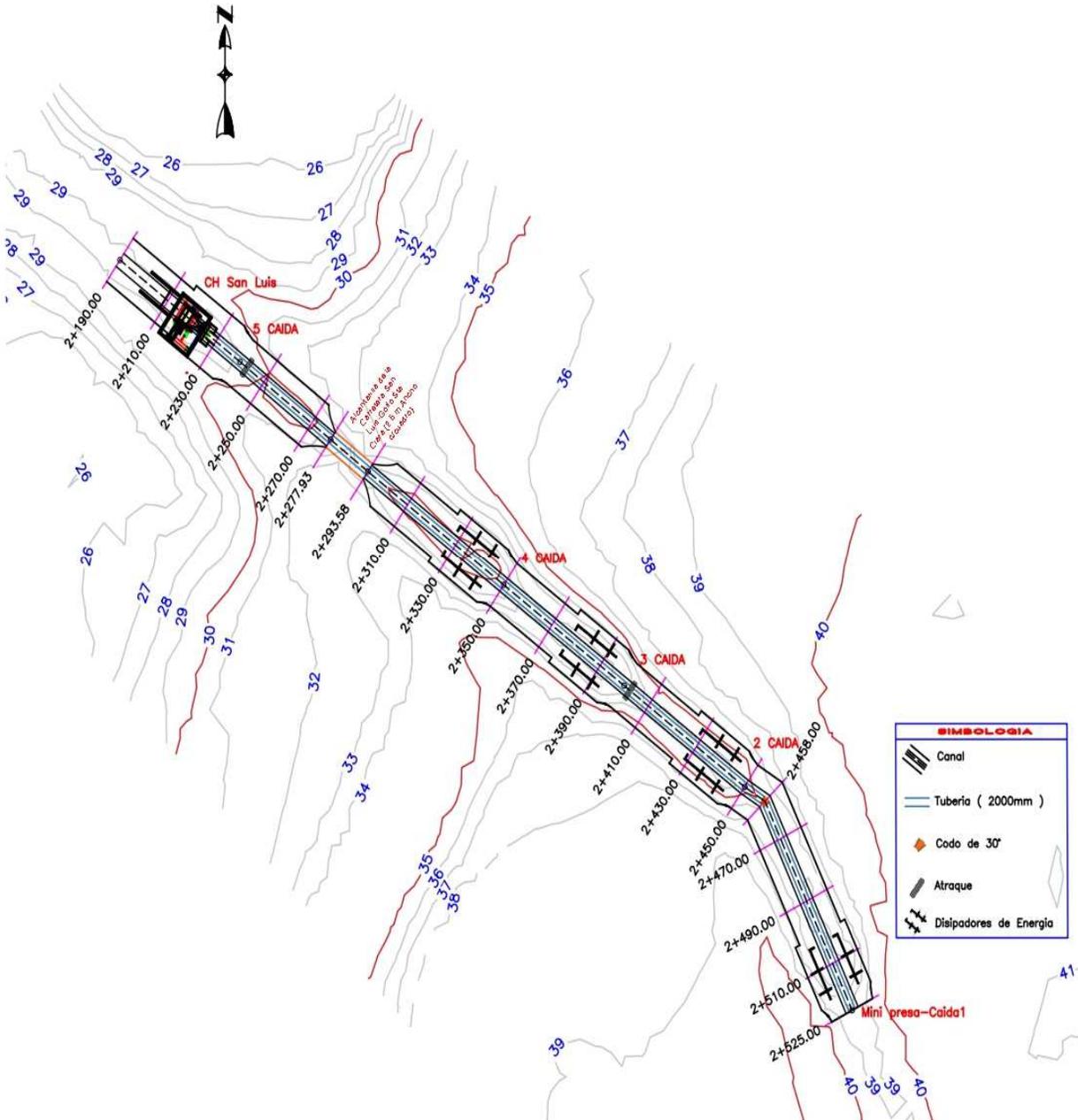
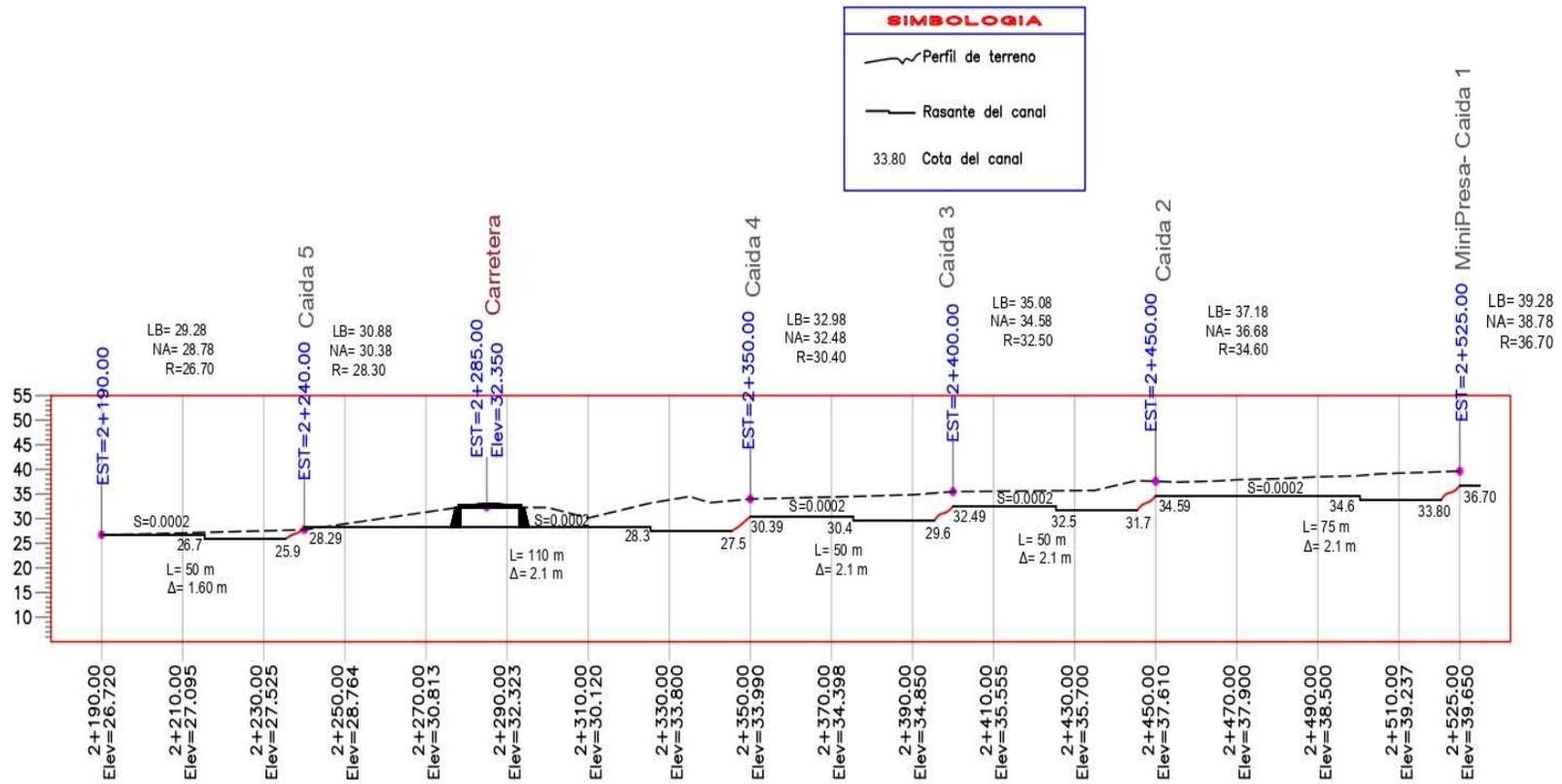


Figura 8.13. Planta de la trayectoria de la tubería a lo largo de los 295 m de longitud





## PERFIL DEL CANAL SAN LUIS

Figura 8.14 Perfil de las cinco caídas del Canal San Luis





## 8.2 Diseño y colocación de soportes para la tubería a presión

La instalación aérea que lleva la tubería, consta de una configuración con tres elementos: atraques, soportes móviles y guías.

### Atraques

Para el diseño de los atraques en los cambios de dirección vertical se tomaron como referencias el libro "Abastecimiento de agua Potable" de Enrique César Valdez<sup>4</sup> Pag.163 y la Norma AWWA M-45<sup>5</sup>. Así como manuales de tuberías de empresas como *Pavco*, *Flowtite*<sup>6</sup>.

Se utilizó el principio de impulso y cantidad de movimiento debido a las fuerzas hidrostáticas.

Se tomó en consideración el tramo entre la superficie libre de agua de la cortina y la caída 3 con una longitud de 125 m y una carga piezométrica de  $H = 6.15$  m, con un gasto máximo de  $8.056 \text{ m}^3/\text{s}$  para una tubería de 78" (2.0 m), área de  $3.80 \text{ m}^2$  y velocidad de  $2.12 \text{ m/s}$ .

Para obtener la presión interna de la tubería, se calculó con la siguiente fórmula:

$$h_f = 0.54 \sqrt{\frac{Q}{0.0177435938 C D^{2.63}}} (L)$$

Dónde Q es el gasto o caudal en  $\text{m}^3/\text{s}$ , D, el diámetro en pulgadas, L, la longitud en metros y el coeficiente  $C = 150$ . Obteniendo como pérdida de fricción un resultado de 0.058.

Aplicando la ecuación de Bernoulli en los puntos analizados antes mencionados, resolviendo se tiene:

$$\frac{p_2}{\gamma} = z_1 - \frac{v_2^2}{2g} - h_f \quad \rightarrow \quad \frac{p_2}{\gamma} = 6.15 - 0.23 - 0.058$$

Carga de presión en  $\text{m} = 5.86 \text{ m}$

- o Carga de Presión en  $\text{kg}/\text{m}^2 = 5757.23 \text{ kg}/\text{m}^2$

Después se analiza el esfuerzo interno (F) de la tubería con la siguiente fórmula:

$$F = 2S \left( P + \frac{\gamma V^2}{g} \right) \text{sen} \frac{E}{2}$$

Donde:

S= Área de la sección transversal ( $\text{m}^2$ ) =  $3.14 \text{ m}^2$

E= Ángulo de deflexión de la tubería de  $22.50^\circ$  (rad) = 0.39

P= Presión en la tubería ( $\text{kg}/\text{m}^2$ ) =  $5757.23 \text{ kg}/\text{m}^2$

<sup>4</sup> "Abastecimiento de agua Potable" de Enrique César Valdez

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jsui/bitstream/132.248.52.100/13768/1/61%20ABASDEAGUA.pdf>

<sup>5</sup> Norma AWWA M-45

[https://drive.google.com/file/d/1XZL\\_uKM5SMOMgnW\\_9yFvEGtaiRh6JezD/view?usp=sharing](https://drive.google.com/file/d/1XZL_uKM5SMOMgnW_9yFvEGtaiRh6JezD/view?usp=sharing)

<sup>6</sup> Pavco, Flowtite

<https://drive.google.com/file/d/1Ln3WeXOBMahw7JhbYqHjvqpyxQvzmPGp/view?usp=sharing>

<https://drive.google.com/file/d/1S55QiVnmnghBnfPPRG79iLaagdC2Ezjd/view?usp=sharing>





V= Velocidad del agua en la tubería (m/s) = 2.56 m/s

La fuerza interna (F) que se ve reflejado en el cambio de dirección de la tubería es de 7878.80 kg. Considerando un factor de seguridad del 20%, resulta en 9454.56 kg.

Asimismo, para el cálculo del volumen de concreto, se considera el peso volumétrico del mismo que es de  $\gamma_c = 2400 \text{ kg/m}^3$ . También se toma en cuenta un ángulo de fricción con ayuda de la siguiente tabla;

Para obtener el peso del atraque se utiliza la siguiente fórmula:

$$P = \frac{F_{\text{interna}}}{\text{Coeficiente de fricción}}$$

Se obtiene un peso  $P = 16,375 \text{ kg}$  y un Volumen de concreto  $V_c = 6.82 \text{ m}^3$ , con las siguientes fórmulas:

$$V_c = \frac{P_{\text{Atraque}}}{\gamma_{\text{concreto}}}$$

De esa manera resultan las siguientes dimensiones para el atraque:

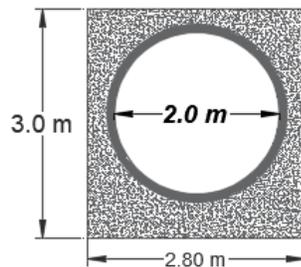
Largo (m) = 1.5 m

Base (m) = 2.8 m

Altura (m) = 3.0 m

Volumen tubería (m<sup>3</sup>) = 4.90 m<sup>3</sup>

El atraque quedó diseñado como se observa en la Figura 8.15, el cual tiene un volumen de 7.70 m<sup>3</sup>, que resulta de restar el volumen del tramo de tubería.



**Figura 8.15. Atraque tipo para una tubería.**

Los atraques estarán localizados en el inicio de las caídas 3 (2+2400 KM), 5 (2+2240 KM) y en la llegada a la casa de máquinas.



### **Silletas (Apoyos móviles)**

Las silletas tienen la función de sostener los atraques que soportan y fijan la tubería en los puntos específicos. Para el claro entre soportes se tomaron las recomendaciones del Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento, en su versión N° 6, pág. 236. <sup>7</sup>

La longitud máxima entre apoyos está en su función de la flecha máxima permisible por flexión, la cual está determinada por un valor permisible de L/360. Proponiendo una distancia entre cada apoyo de 6 m (6000 mm) se tiene un valor permisible de 16.67 mm, y se calcula con la siguiente fórmula:

$$Y_{\text{Perm}} = \frac{L}{360}$$

Para el cálculo de la flecha se toma como una viga simplemente apoyada con una carga uniforme, al centro del claro que se calcula con la siguiente fórmula:

$$Y = \frac{5 WL^4}{384 EI}$$

Dónde:

Y= Flecha máxima al centro del claro (mm)

W= Carga o masa uniforme por unidad de longitud (N/mm) = 33060.18 N/m

L= Distancia entre apoyos (mm) = 6.00 m

E= Módulo elasticidad del material (MPa)= 10,000 MPa=  $1 \times 10^{10}$  N/m<sup>2</sup>

I= Momento de inercia de la sección transversal de la tubería (mm<sup>4</sup>) = 0.0647 m<sup>4</sup>

1 MPa= 1,000,000 N/m<sup>2</sup>

Donde W= W<sub>t</sub> + W<sub>a</sub> , es decir, es el peso de la tubería más el peso del agua, y que se expresa de la siguiente manera:

$$W_t = \gamma_t (D_e^2 - D^2)$$

$$W_a = \gamma_a \left(\frac{\pi}{4}\right) (D^2)$$

Donde  $\gamma_t = 1800 \text{ kg/m}^3$  y  $\gamma_a = 1000 \text{ kg/m}^3$ . Y los diámetros  $D_e = 2040 \text{ mm}$  y  $D = 2000 \text{ mm}$ . Por lo tanto, se obtiene un peso  $W = 3370.05 \text{ Kg/m}$  y convirtiendo a N/m, se ve afectado por 9.81, teniendo que  $W = 33060.183 \text{ N/m}$ .

El resultado para la flecha es de  $Y = 0.86 \text{ mm}$ . Sin embargo, dado que la flecha encontrada es menor que la permisible, *los soportes estarán colocados a una distancia de 6 m.*

*Lo anterior cumple con la recomendación de  $L_a \leq 8 \text{ m}$ , donde  $L_a$  es la distancia entre apoyos. Mientras que, el ancho de cada uno de ellos se recomienda que sea de aproximadamente 0.25 m, para tuberías con diámetros mayores a 2000 mm.*

Asimismo, considerando la norma AWWA M-45, tenemos la siguiente fórmula:

$$L_s = \sqrt[4]{\frac{d_m E_b I \times 10^9}{13 W}}$$

<sup>7</sup> Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento, en su versión N° 6

<http://cmx.org.mx/wp-content/uploads/MAPAS%202015/libros/SGAPDS-1-15-Libro6.pdf>



Dónde:

$L_s$  = Es la longitud mínima entre soportes (m)

$d_m$  = deflexión máxima permitida en el punto medio (mm) = Normalmente es de 12.5 mm

$W$  = Suma del peso de la tubería y el volumen de agua acumulado en esta (N/m) = 55852.63 N/m

$I$  = Momento de inercia (mm<sup>4</sup>) = 1.85 x 10<sup>11</sup> mm<sup>4</sup>

$E_b$  = Módulo de elasticidad de flexión (GPa) = 10 GPa

Se tiene como resultado una distancia de  $L = 12.89$  m, lo cual también se cubre con la colocación de apoyos cada 6 m. Es importante mencionar que también los apoyos móviles llevarán una abrazadera que recubrirá el contorno de la tubería, y que van fijos a la estructura de concreto, como se indica en la siguiente figura:

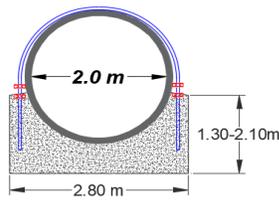


Figura 8.12 Silletas (apoyos móviles)

**Guías**

También la tubería estará apoyada sobre guías, las cuales estarán ubicadas a una distancia de 12.00 m, en las que únicamente descansarán los tubos. Estas únicamente son estructuras de concreto.

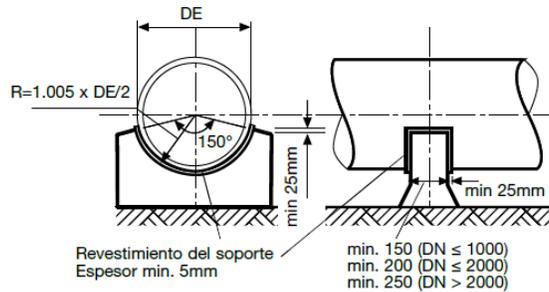


Figura 8.13. Guías tipo con especificaciones

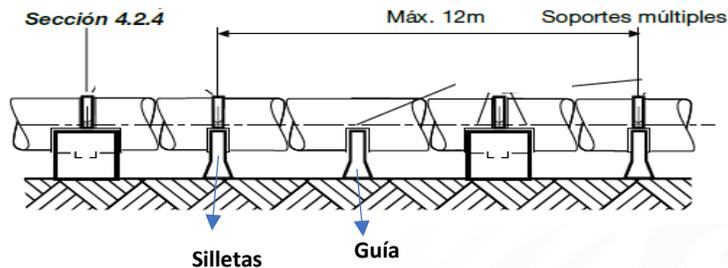


Figura 8.14. Instalación aérea tipo de acuerdo al Manual FLOWTITE



## 9. Estudio de costos de construcción, operación y mantenimiento

Para el análisis de rentabilidad del estudio de Prefactibilidad del Proyecto Minihidroeléctrico de San Luis Río Colorado, se requiere conocer: los costos de infraestructura civil que incluye la tubería, accesorios y piezas especiales; el equipamiento electromecánico, que incluye la turbina; así como los costos de interconexión; de operación, mantenimiento y los servicios auxiliares; así como el proyecto ejecutivo.

### 9.1 Selección de tuberías, piezas especiales y accesorios

De acuerdo con el diseño civil y el análisis hidráulico del sistema se eligió una tubería de diámetro de 2.0 m (2,000 mm) para conducir un caudal de diseño de 6.5 m<sup>3</sup>/s. Se eligió una tubería de PRFV (Plástico Reforzado con Fibra de Vidrio) que brinda mejores propiedades en la tubería en comparación con otro tipo de material, además tiene una amplia variedad de diámetros.

Se identificó un proveedor de tubería PRFV con diámetros desde 300 mm a 3000 mm (Figura 9.1).

La selección de tubería se basa en el diámetro requerido (D), presión nominal (PN), rigidez (SN) y la longitud (L).  
A continuación se presentan dimensiones según la clasificación de presión (PN)

DN (mm)	DN (ID)	T <sub>min</sub> - T <sub>max</sub> (mm) <sup>1</sup>	W <sub>max</sub> (kg/m) <sup>1</sup>	PN - Presión Nominal (bar)								
				06	10	13	16	20	25	28	32	34
300	300	4 - 11	21.4	STD	STD	STD	STD	STD	STD	SO	SO	SO
350	350	4 - 12.5	28.3	STD	STD	STD	STD	STD	STD	SO	SO	SO
400	400	4.2 - 15.5	36.2	STD	STD	STD	STD	STD	STD	SO	SO	SO
450	450	4.6 - 15.5	45.1	STD	STD	STD	STD	STD	STD	SO	SO	SO
500	500	5 - 17	54.9	STD	STD	STD	STD	STD	STD	SO	SO	SO
600	600	5.8 - 20	77.5	STD	STD	STD	STD	STD	STD	SO	SO	SO
700	700	6.6 - 23	104	STD	STD	STD	STD	STD	STD	SO	SO	SO
800	800	7.4 - 26	134.3	STD	STD	STD	STD	STD	STD	SO	SO	SO
900	900	8.2 - 29	168.4	STD	STD	STD	STD	STD	STD	SO	SO	SO
1000	1000	9 - 32	206.5	STD	STD	STD	STD	STD	STD	SO	SO	SO
1100	1100	9.8 - 27.5	191.2	STD	STD	STD	STD	SO	SO	SO	SO	SO
1200	1200	10.6 - 23	175.9	STD	STD	STD	STD	SO	SO	SO	SO	SO
1300	1300	11.4 - 24.75	206.1	STD	STD	STD	STD	SO	SO	SO	SO	
1400	1400	12.2 - 26.5	236.3	STD	STD	STD	STD	SO	SO	SO	SO	
1500	1500	13 - 28	267.5	STD	STD	STD	STD	SO	SO			
1600	1600	16.5 - 30	305.7	STD	STD	STD	STD	SO	SO			
1700	1700	17.5 - 31.75	344.85	STD	STD	STD	STD	SO	SO			
1800	1825	18.5 - 33.5	384	STD	STD	STD	STD	SO	SO			
2000	2000	20 - 37	471.2	STD	STD	STD	STD	SO	SO			
2200	2200	22 - 37	499.5	STD	STD	SO	SO					
2400	2425	23.88 - 39.8	607.1	STD	STD	SO	SO					
2600	2600	25.83 - 42.8	690.7	STD	STD	SO	SO					
2800	2800	28.5 - 45.8	783.3	STD	STD	SO	SO					
3000	3000	29 - 49	881.9	STD	STD	SO	SO					

Figura 9.1. Diámetros de tubería de PRFV. Fuente "WEX PIPE".



Las ventajas de la tubería PRFV son las siguientes: tiene resistencia a la corrosión y tiene aplicación tanto a aguas residuales como agua potable; brinda posibilidades de fabricación de grandes diámetros en función del proyecto requerido; es un material más ligero y fácil de manejar y no requiere recubrimientos adicionales; y presenta propiedades de una vida útil mayor a 50 años. Asimismo, se tiene la ventaja que se fabrican en forma de espiga-campana para el acoplamiento de los tramos, por lo que disminuye los tiempos de instalación; permite tener una instalación más rápida al eliminar la necesidad de coples, con lo que también se disminuye el costo. (Figura 9.2 y 9.3).

De acuerdo al estudio de mercado la tubería se vende en tramos de 6 y 12 m. Otro punto para elección de este proveedor es el apego a normas tanto nacionales como internacionales entre las que se encuentran la NOM-001-CGA “Sistemas potables y alcantarillado”, ASTM D3517 “Tuberías a presión”, AWWA-M45 “Manual de diseño para PRFV”, entre otras.

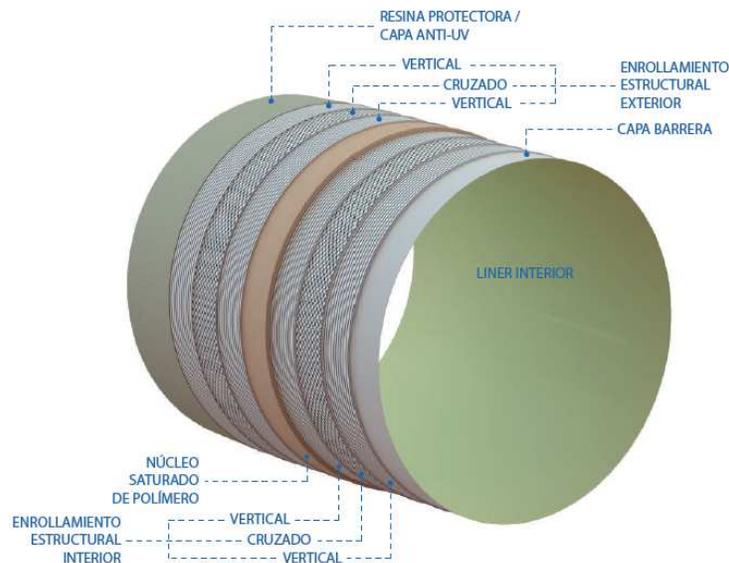


Figura 9.2. Tubería de PRFV y su proceso de fabricación de acuerdo con estudio de mercado. Fuente: WEX-Pipe <https://www.wexpipe.mx/>

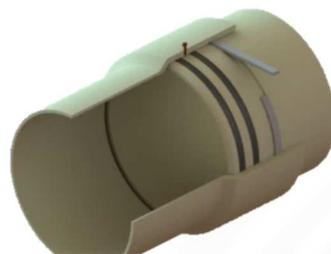


Figura 9.3. Configuración de la unión Campana-Espiga.



Debido a las características del proyecto se necesitan codos con ángulos de inclinación entre 0-30°.

Se identificó un catálogo para las conexiones en “codos” para los mismos tamaños de diámetro y con el mismo proveedor identificado en el estudio de mercado. Cabe destacar que se solicitaron cotizaciones con tres proveedores distintos en México: *Wex Pipe* <https://www.wexpipe.mx/>, *O-Tek* <https://o-tek.com/> y *Tuberías Moreno* <https://www.tuberiamoreno.com/>. Los catálogos se pueden ver en el Anexo.

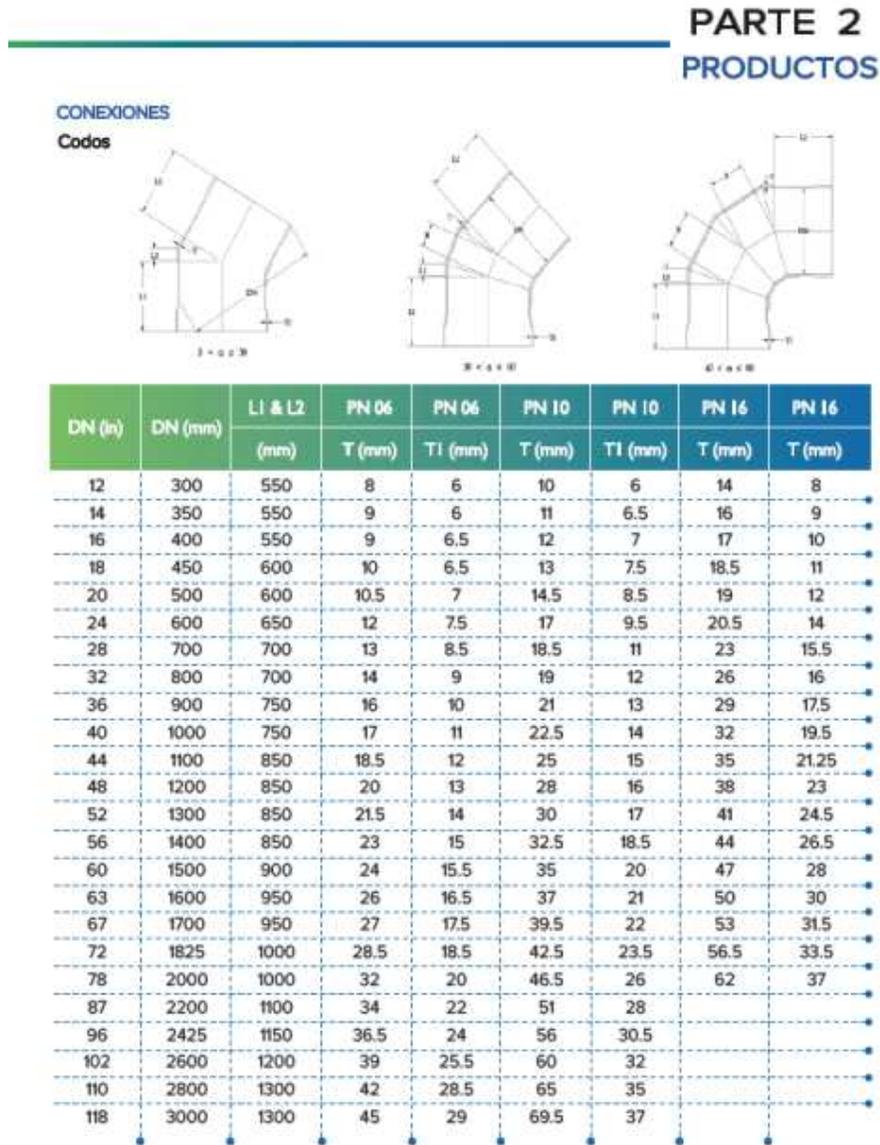


Figura 9.4. Características de las conexiones Wex-Pipe





Los costos de tubería de 6m con diámetros de 2000, 2200 mm, 2425 mm y 2600 mm, para una presión de 1 Bar y 5000 N/m<sup>2</sup>, son los siguientes:

Diámetro de Tubería	P. U. (\$/m) (Dólares)	P. U. (\$/m) (Pesos)
2000 mm	\$ 738.00	\$ 14,450.04
2200 mm	\$ 807.42	\$ 13,020.70
2425 mm	\$ 920.00	\$ 18,013.60
2600 mm	\$ 1,040.00	\$ 20,363.20

**Tabla 9.1. Cotización para tubería de PRFV. Fuente: Wex-Pipe**

Los costos para codos entre 0-30° con diámetros de 2000 mm, 2200 mm y 2425 mm (cotización 07 de octubre de 2019), son los siguientes:

Codos (0-30°)		
Diámetro de Tubería	P. U. (\$) (Dólares)	P. U. (\$) (Pesos)
2000 mm	\$ 2,958.50	\$ 57,927.43
2200 mm	\$ 3,695.00	\$ 72,348.10
2425 mm	\$ 4,412.00	\$ 86,386.96

**Tabla 9.2. Cotización para codos de PRFV. Fuente: Wex-Pipe**

Los diámetros con una presión de 1 Bar y Rigidez de 5000 N/m<sup>2</sup> resulta adecuada para la instalación aérea (Figura 9.5). Adicionalmente se solicitó una cotización para una pieza especial "T" con diámetros de 2,000 y 2,200 mm (Tabla 9.3).

RIGIDEZ:

CLASE DE RIGIDEZ	
N/m <sup>2</sup>	USO
2,500	Para instalaciones enterradas donde se tiene soporte de cama de arena acostillados y atraques enterrados.
5,000	Para instalación aérea en soportes tipo silleta, o instalación sin zanja
10,000	Para instalaciones submarinas, donde se ejercen esfuerzos al exterior de la tubería.

**Figura 9.5. Clases de rigideces para tubería de PRFV.**

**Costos de Tuberías y Accesorios**

De acuerdo con lo anterior se consideran los siguientes costos finales (Tabla 9.3) de tuberías con tramos de 6 m. Y los accesorios de codos para la conexión entre piezas y la Tee para mantenimiento y las descargas adicionales en el desfogue.

Concepto	P. U. (\$/m) (Dólares)	P. U. (\$/m) (Pesos)
Tubería PRFV de 2000 mm	\$ 738.00	\$ 14,450.04
Codos (0-30°) de 2000 mm	\$ 2,958.50	\$ 57,927.43
Tee de 2200 mm	\$ 9,439.00	\$ 184,815.62

**Tabla 9.3. Costos Finales de Tuberías seleccionadas y codos**



## 9.2 Selección de infraestructura electromecánica: Turbina Crossflow

Se realizó un primer análisis del tipo de turbina que podrían implementarse en el proyecto en función del caudal  $Q = 6.5 \text{ m}^3/\text{s}$  y la carga hidráulica  $H = 10 \text{ m}$  (Figura 9.6).

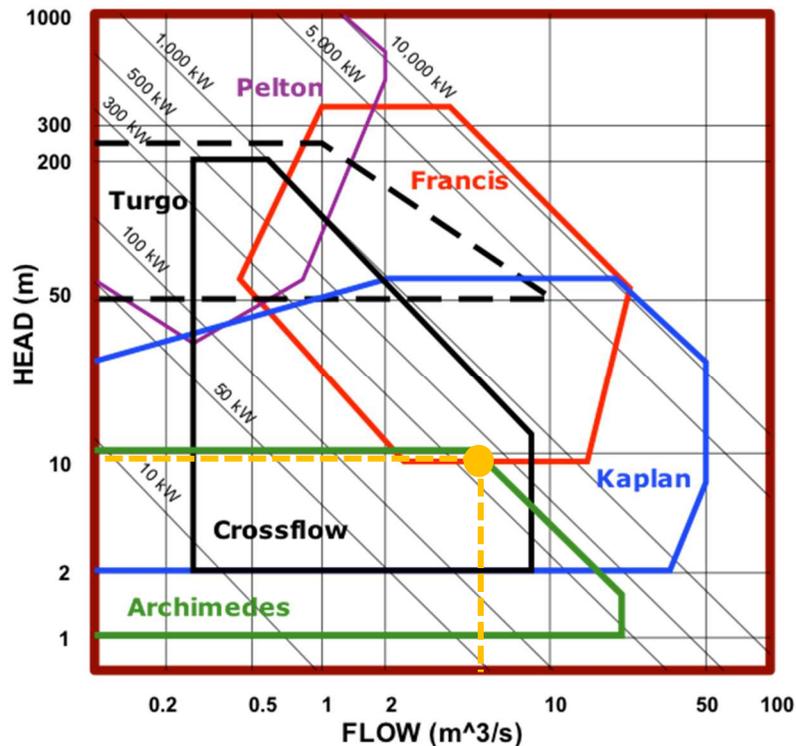


Figura 9.6. Tipos de turbinas por Q (Flow) y H (head). Fuente IINGEN-UNAM

### Selección de turbina tipo Crossflow

Se realizó una investigación de las turbinas con las características que se requerían, además del caudal (6,500 L/s) y la carga (10 m), también la capacidad a instalar (500 kW) y la eficiencia (alta eficiencia aún en caudal variable), por lo que se seleccionó la turbina tipo *Crossflow* o de flujo cruzado (Ver Figura 9.7).

Se eligió una turbina de flujo cruzado de dos cámaras y se revisó con un asesor técnico de turbinas que se debía contemplar una potencia de 527 kW, con caja de cambios, generador síncrono, y con una potencia de 480 kW a la salida, en 60 Hz, cuadro de distribución y sistema de control totalmente automatizado (SCADA) para en operación en paralelo con la RGD. El diámetro de la turbina es de 1,000 mm.

La turbina consta de dos álabes guía los cuales se regulan a través de pistones hidráulicos de forma automática que pueden servir como único dispositivo de cierre de la turbina, para este caso no es necesario utilizar una válvula entre la tubería de presión y la turbina, con lo cual se genera un ahorro en costos del proyecto (Figura 9.8).

Esta turbina tendría un costo aproximado de 390,000.00 €. Y los costos para el transporte e inspección y puesta en funcionamiento serían de aproximadamente 30,000.00 €.

## Rangos y tipos de Turbinas en fabricación

T. Crossflow	T. Pelton	T. Kaplan	T. Francis
			
<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Rango potencia: 10-5.000 kW</li> <li>■ Rango salto: 5-200 m</li> <li>■ Rango caudal: 30-13.000 l/s</li> <li>■ Inicia funcionamiento con 6% de caudal</li> <li>■ Alta eficiencia de 10% a 100% de caudal</li> </ul> <p>La preferida para caudales variables, a pie de presa, con saltos variables, tuberías largas, potencias pequeñas, sistemas de riego o agua potable, agua con sedimentos; y también por su bajo coste en obra civil y mantenimiento.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Rango potencia: 50-5.000 kW</li> <li>■ Rango salto: 100-600 m</li> <li>■ Rango caudal: 50-2.000 l/s</li> <li>■ Construcción vertical y horizontal</li> <li>■ 1 a 6 inyectores coaxiales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Rango potencia: 50-3.000 kW</li> <li>■ Rango salto: 1-15 m</li> <li>■ Rango caudal: 400-30.000 l/s</li> <li>■ Construcción vertical y horizontal</li> <li>■ Diámetro rodete: 320-3.000 mm</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Rango potencia: 100-3.000 kW</li> <li>■ Rango salto: 10-300 m</li> <li>■ Construcción vertical y horizontal</li> <li>■ Alta eficiencia con caudales estables</li> </ul>
<p><b>Referencias hasta finales de 2017</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ 280 MW instalados en 325 plantas desde 2005 en 32 países a nivel mundial</li> <li>■ 15 MW instalados en 21 plantas desde 2010 en países latinos como Chile, Colombia, Costa Rica, España, Guatemala, Honduras y Portugal</li> </ul>			

Figura 9.7. Tipos de turbinas. Fuente Cink HydroEnergy

<https://cink-hydro-energy.com/es/home-2/>

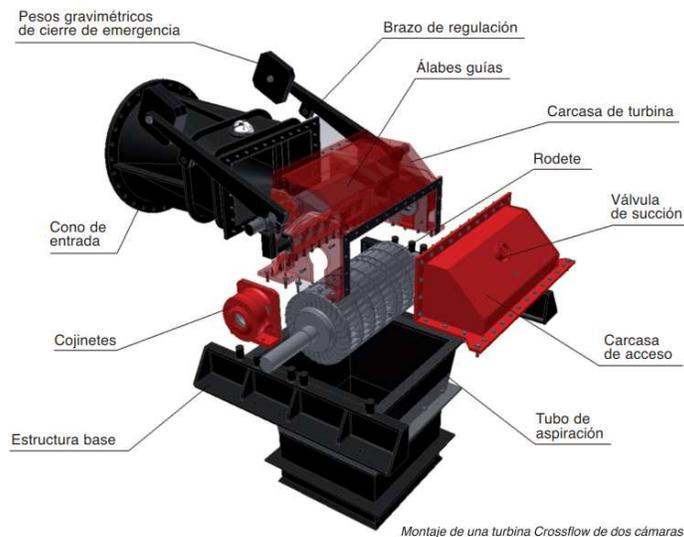


Figura 9.8. Turbina Crossflow de dos cámaras. Fuente Cink HydroEnergy

<https://cink-hydro-energy.com/es/home-2/>



El arreglo de la turbina en la casa de máquinas se muestra en la Figura 8.12 y 9.9.

Es importante mencionar que para la selección de la capacidad a instalar de la turbina se considera el caudal de diseño de  $6.5 \text{ m}^3/\text{s}$  que corresponde al caudal con el 80% de la frecuencia de acuerdo a los registros hidrométricos de 2011 a 2017 analizados. Asimismo, se considera una eficiencia en la turbina por el generador del 85% y un factor de planta del 90% de acuerdo con esos registros.

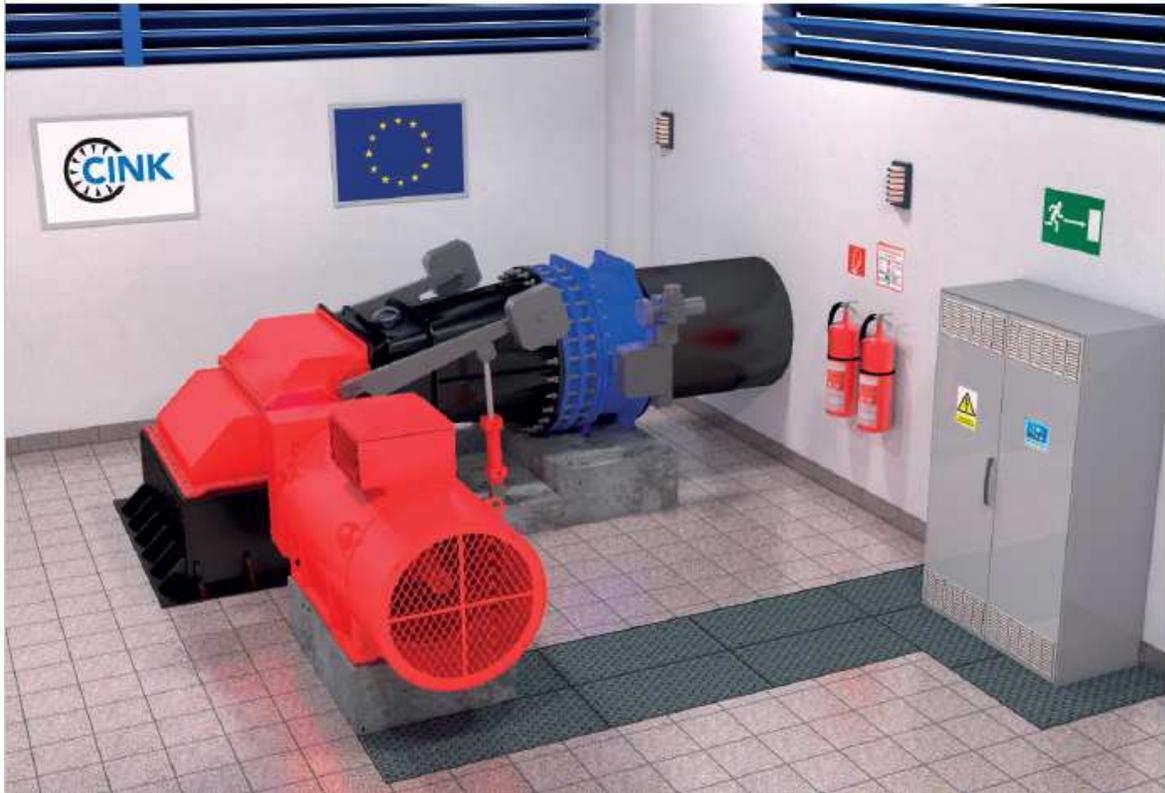


Figura 9.9. Arreglo de la ubicación de la turbina *Crossflow* en la casa de máquinas y el canal





### 9.3 Costos de infraestructura civil y electromecánica

En resumen, se identificaron los siguientes costos para la infraestructura Civil y Electromecánica

Concepto	Unidad	Cantidad	P. U. (€) (Euros)	P. U. (\$/m) (Dólares)	P. U. (\$/m) (Pesos)	Importe (\$)
Tubería PRFV de 2000 mm (6 piezas de 6 m c/u)	m	295		\$ 738.00	\$ 14,450.04	\$ 4,262,761.80
Atraques de concreto	pza	3			\$ 150,000.00	\$ 450,000.00
Silletas Tipo 1	pza	19			\$ 20,000.00	\$ 380,000.00
Silletas Tipo 2	pza	8			\$ 20,000.00	\$ 160,000.00
Guías Tipo 1	pza	19			\$ 20,000.00	\$ 380,000.00
Guías Tipo 2	pza	4			\$ 20,000.00	\$ 80,000.00
Represa	pza	1			\$ 1,300,000.00	\$ 1,300,000.00
Codos 0-30° (2000 mm)	pza	9	-	\$ 2,958.50	\$ 57,927.43	\$ 521,346.87
Válvula	pza	1			\$ 500,000.00	\$ 500,000.00
Tee de PRFV	pza	1		\$ 9,439.00	\$ 184,815.62	\$ 184,815.62
Turbina para Q= 6.5 m³/s	juego	1	\$ 390,000.00		\$ 8,369,400.00	\$ 8,369,400.00
Transporte e inspección	juego	1	\$ 30,000.00		\$ 643,800.00	\$ 643,800.00
Cuarto de Máquinas	pza	1			\$ 565,000.00	\$ 565,000.00
Subestación	pza	1			\$ 650,000.00	\$ 650,000.00
Línea de interconexión	m	200			\$ 550.00	\$ 110,000.00
<b>SUMA</b>						<b>\$ 18,557,124</b>
<b>IVA (16%)</b>						<b>\$ 2,969,139.89</b>
<b>TOTAL</b>						<b>\$ 21,526,264.18</b>

Tabla 9.4. Costos seleccionados de infraestructura civil y electromecánica

### 9.4 Mantenimiento, operación y vigilancia

Para el proyecto ejecutivo se consideran anualmente costos de operación y mantenimiento de la Central Hidroeléctrica San Luis.

Un costo importante de operación es el personal, el cual estaría integrado por tres elementos, que trabajarían turnos de ocho horas, de lunes a sábado. Un Director General con un sueldo mensual de \$15,000.00 y dos asistentes con un sueldo mensual de \$10,000.00, cada uno. Además, habría un asistente especial que trabajaría los domingos, de las 06:00 a las 22:00 horas; asimismo cubriría las vacaciones del Director General y de los dos asistentes, con un sueldo mensual de \$10,000.00.

El mantenimiento anual a la infraestructura civil y electromecánica se estima en \$100,000.00, (IVA incluido). El servicio de vigilancia consiste en un contrato con una empresa especializada que instalaría cámaras en la



represa del Km 2+500 y en el acceso al Cuarto de Máquinas. Esta empresa estaría conectada permanentemente con el Director General y los tres asistentes, para los reportes telefónicos de anomalías. El contrato anual de vigilancia se estima en \$6,960.00 (IVA incluido). Y el costo anual de los servicios de limpieza, teléfono e internet se estima en \$10,800.00, IVA incluido.

En la Tabla 9.5 se tiene el resumen de los costos anuales de operación y mantenimiento, en donde se incluye la vigilancia y los servicios de limpieza, teléfono e internet (IVA incluido).

Personal de operación				
Cantidad	Puesto	Sueldo mensual individual	Meses trabajados	Importe (\$)
1	Director General	\$ 15,000.00	13	\$ 195,000.00
2	Asistente	\$ 10,000.00	13	\$ 260,000.00
1	Asistente especial	\$ 10,000.00	13	\$ 130,000.00
1	Contrato anual de vigilancia	\$ 6,000.00	12	\$ 6,960.00
1	Mantenimiento	\$ 100,000.00	12	\$ 100,000.00
1	Servicios de limpieza, teléfono e internet	\$ 10,800.00	12	\$ 10,800.00
<b>SUMA</b>				<b>\$ 702,760.00</b>
<b>IVA (16%)</b>				<b>\$ 93,600.00</b>
<b>Total:</b>				<b>\$ 796,360.00</b>

Tabla 9.5 Costos de operación, de mantenimiento y vigilancia

## 9.5 Proyecto Ejecutivo

El costo del proyecto ejecutivo se estimó en el 10% del costo total de la infraestructura civil y electromecánica (\$22,109,558.41) como se observa en la Tabla.

PROYECTO EJECUTIVO				
Concepto	Unidad	Cantidad	P.U.	Importe (\$)
Proyecto ejecutivo	Juego	1	\$ 1,855,712.43	\$ 1,855,712.43
<b>SUMA</b>				<b>\$ 1,855,712.43</b>
<b>IVA (16%)</b>				<b>\$ 296,913.99</b>
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 2,152,626.42</b>

Tabla 9.6. Costos para el proyecto ejecutivo.





Para los imprevistos se considera el 5% del costo total de la infraestructura civil y electromecánica, como se observa en la Tabla.

IMPREVISTOS				
Concepto	Unidad	Cantidad	P. U.	Importe (\$)
Imprevistos	Juego	1	\$ 927,856.21	\$ 927,856.21
<b>SUMA</b>				<b>\$ 927,856.21</b>
<b>IVA (16%)</b>				<b>\$ 148,456.99</b>
<b>TOTAL</b>				<b>\$ 1,076,313.21</b>

Tabla 9.7. Costos para imprevistos.

## 9.6 Resumen de costos

Se presenta un resumen de los costos de la infraestructura civil y electromecánica, del proyecto ejecutivo y de los imprevistos.

RESUMEN DE COSTOS			
Concepto	Subtotal	IVA (16%)	Total
Infraestructura civil y electromecánica	\$ 18,557,124	\$ 2,969,139.89	\$ 21,526,264.18
Mantenimiento y operación	\$ 702,760.00	\$ 93,600.00	\$ 796,360.00
Proyecto ejecutivo	\$ 1,855,712.43	\$ 296,913.99	\$ 2,152,626.42
Imprevistos	\$ 927,856.21	\$ 148,456.99	\$ 1,076,313.21
		<b>TOTAL</b>	<b>\$ 25,551,563.81</b>

Tabla 9.8. Resumen de costos.





## 10. Estudio de rentabilidad del proyecto: energía generada, costo, venta de energía y TIR

Para el estudio de rentabilidad se analizaron los costos de inversión de la central hidroeléctrica sobre el canal, así como los gastos y beneficios obtenidos por la generación de la energía, considerando una vida útil de la central de 50 años de operación.

### **Costos de inversión y operación**

Los costos de inversión están constituidos por:

- Inversión de la infraestructura civil,
- Inversión de electromecánica,
- Proyecto ejecutivo y,
- Costos de operación y mantenimiento.

**La inversión de obra civil**, se refiere a la construcción de la casa de máquinas, la instalación de la tubería, así como las obras necesarias para la instalación de la turbina, el generador y la conexión eléctrica. **La inversión electromecánica**, se refiere a la compra, transportación e instalación del equipo electromecánico como es la turbina, el generador y la subestación eléctrica.

**Estas dos inversiones en total ascienden a \$21,526,264.18** (IVA incluido), tal como se describió en el capítulo 9.6 (Tabla 9.4).

**El costo del proyecto ejecutivo es de \$2,144,245.39** (IVA incluido), y se estimó como el 10% del costo de la infraestructura civil y electromecánica (Tabla 9.6).

**El costo por imprevistos o costos de retrasos es de \$1,076,313.21** (IVA incluido) y se estimó como el 5% del costo de la infraestructura civil y electromecánica (Tabla 9.7).

**La inversión inicial es de \$24,755,203.80** (IVA incluido), que corresponde al periodo de construcción de la central hidroeléctrica y es la suma de los tres conceptos anteriores, sin incluir los costos de operación y mantenimiento, ya que estos últimos se aplican a partir del 2do año. (Tabla 9.8).

### **Beneficios obtenidos por la generación eléctrica**

Se determinaron los beneficios que se obtendrían al construir la central hidroeléctrica, con base en la generación eléctrica que se generará de acuerdo a la potencia instalada en la central.

La potencia instalada se determinó mediante el análisis de un caudal de diseño y la carga hidráulica. Para determinar el caudal de diseño se realizó la curva de frecuencia de los gastos diarios que se tienen registrados, que corresponden al periodo de 1 de Enero de 2011 al 31 de Diciembre de 2017 (Figura 10.1).

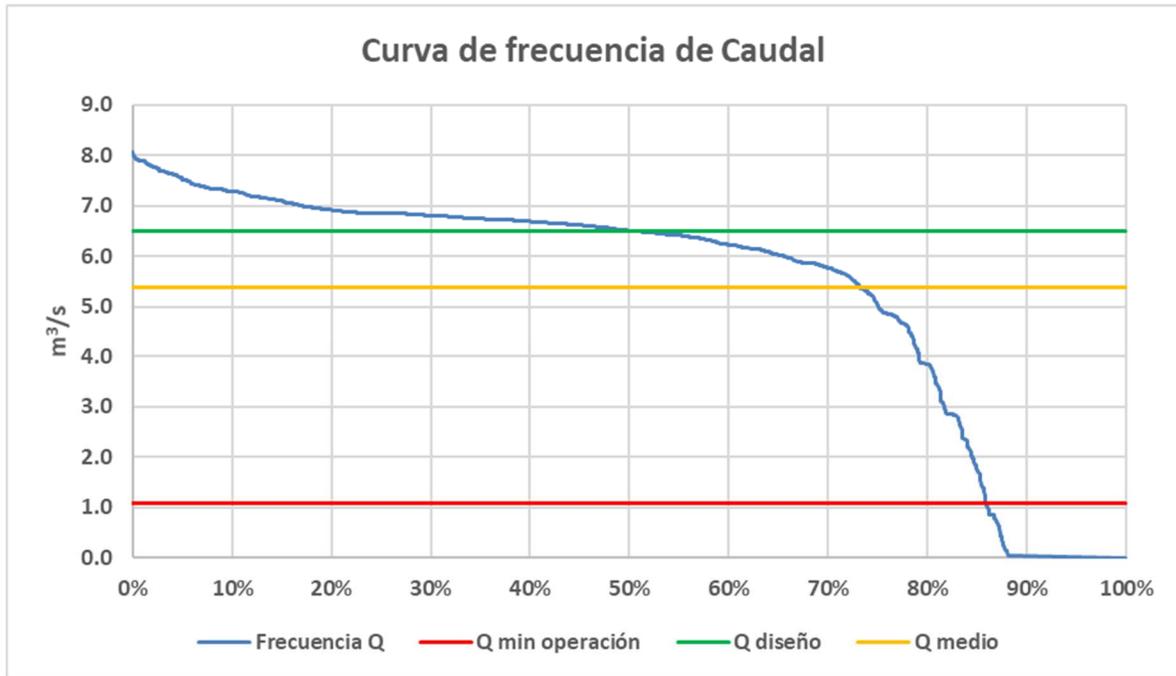


Figura 10.1 Curva de frecuencias de gastos diarios de enero de 2011 a diciembre de 2017

El caudal medio es de  $5.3 \text{ m}^3/\text{s}$  y se presenta el 72% del tiempo, de acuerdo con la curva de frecuencia. Con la intención de maximizar la generación se estableció un caudal de diseño de  $6.5 \text{ m}^3/\text{s}$ , ya que este se presenta más del 50% del tiempo, lo que permitiría una generación constante a lo largo del año.

Para la carga hidráulica, el canal presenta una diferencia de cotas de 10.7 m, pero al calcularse las pérdidas de energía, la carga neta resultantes o **carga piezométrica es de 9.748 m** (Capítulo 8, Figura 8.9).

La cual permitirá obtener una **potencia instalada de 528 kW**, y una **generación total media anual de 4.165 GWh/año**, y que de acuerdo a lo establecido en el reglamento de la LCE, se verá disminuida un 5%, teniendo una **generación anual neta de 3.957 GWh/año**.

De acuerdo con el análisis de costos del Capítulo 6 (Tabla 6.11), se considera una **tarifa de venta de \$1.66/kWh**.

Como resultado de lo anterior se espera un **beneficio neto de \$6,568,937.3** para el primer año.



Para los años posteriores, la ganancia neta disminuirá anualmente un 0.009% debido a un decremento en el rendimiento de operación ocasionado por desgaste mecánico (Tabla 10.1).

Año	Generación (GWH/AÑO)	Beneficio por venta de energía (\$)
1	3.96	6,568,937.34
2	3.92	6,509,816.90
3	3.89	6,451,228.55
4	3.85	6,393,167.49
5	3.82	6,335,628.99
6	3.78	6,278,608.33
7	3.75	6,222,100.85
8	3.71	6,166,101.94
9	3.68	6,110,607.03
10	3.65	6,055,611.56
11	3.62	6,001,111.06
12	3.58	5,947,101.06
13	3.55	5,893,577.15
14	3.52	5,840,534.96
15	3.49	5,787,970.14
16	3.46	5,735,878.41
17	3.42	5,684,255.50
18	3.39	5,633,097.20
19	3.36	5,582,399.33
20	3.33	5,532,157.74
21	3.30	5,482,368.32
22	3.27	5,433,027.00
23	3.24	5,384,129.76
24	3.21	5,335,672.59
25	3.19	5,287,651.54

Año	Generación (GWH/AÑO)	Beneficio por venta de energía (\$)
26	3.16	5,240,062.67
27	3.13	5,192,902.11
28	3.10	5,146,165.99
29	3.07	5,099,850.50
30	3.04	5,053,951.84
31	3.02	5,008,466.27
32	2.99	4,963,390.08
33	2.96	4,918,719.57
34	2.94	4,874,451.09
35	2.91	4,830,581.03
36	2.88	4,787,105.80
37	2.86	4,744,021.85
38	2.83	4,701,325.65
39	2.81	4,659,013.72
40	2.78	4,617,082.60
41	2.76	4,575,528.86
42	2.73	4,534,349.10
43	2.71	4,493,539.95
44	2.68	4,453,098.09
45	2.66	4,413,020.21
46	2.63	4,373,303.03
47	2.61	4,333,943.30
48	2.59	4,294,937.81
49	2.56	4,256,283.37
50	2.54	4,217,976.82

Tabla 10.1. Beneficios por venta de energía con una tarifa de \$1.66kWh y diámetro de tubería de 2000 mm.

### Evaluación de Valor Presente Neto

Para evaluar la rentabilidad de la central, se realizó el análisis de Valor Presente Neto (VPN) del flujo de efectivo de los costos y los beneficios de la central. Consiste en sumar los flujos de efectivo en el presente y restar la inversión inicial, lo que equivale a comparar todas las ganancias esperadas contra todos los desembolsos necesarios para producir esas ganancias, en términos de su valor equivalente de ese momento.

Para aceptar un proyecto las ganancias deberán ser mayores que los egresos, lo cual dará como resultado un VPN mayor a cero. Para calcular el VPN se utiliza el costo de capital o Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento (TMAR). La TMAR es la tasa mínima de ganancia o tasa de interés sobre la inversión propuesta que un inversionista pediría para realizar la inversión. Y se debe calcular sumando dos factores: los efectos inflacionarios y segundo, una sobretasa por arriesgar su dinero en determinada inversión.





$$VPN = -P + \frac{FNE_1}{(1+i)^1} + \frac{FNE_2}{(1+i)^2} + \frac{FNE_3}{(1+i)^3} + \frac{FNE_4}{(1+i)^4} + \frac{FNE_5 + VS}{(1+i)^5}$$

Donde:

FNE = son los flujos netos de efectivo

P= es la inversión inicial

i = tasa de interés por la inversión

Si  $VPN \geq 0$ , se acepta la inversión.

Si  $VPN \leq 0$ , se rechaza la inversión.

Para el proyecto se obtuvo un **Valor Presente Neto igual a \$26,298,259.99 para los 50 años de vida útil del proyecto, por lo que el proyecto se considera como rentable** (Tabla 10.2).

Incluye una reinversión de \$10,455,312.00 en el año 25, por la reposición de equipos electromecánicos a los 25 años que termina su vida efectiva útil. La reinversión contiene el costo de la Turbina *Crossflow* (\$8,369,400.00) y el transporte e inspección (\$643,800.00) mas el IVA.

Asimismo, se identificó un **tiempo de recuperación de la inversión de siete años** (Tabla 10.3).

Año	Costo	Beneficio	Flujo de efectivo	VPN
0			-24,755,203.80	-\$24,755,203.80
1	3.96	6,566,241.84	5,769,881.83	\$5,245,347.12
2	3.92	6,507,145.66	5,710,785.66	\$4,719,657.57
3	3.88	6,448,581.35	5,652,221.35	\$4,246,597.56
4	3.85	6,390,544.12	5,594,184.11	\$3,820,903.02
5	3.82	6,333,029.22	5,536,669.22	\$3,437,835.98
6	3.78	6,276,031.96	5,479,671.95	\$3,093,131.96
7	3.75	6,219,547.67	5,423,187.67	\$2,782,952.78
8	3.71	6,163,571.74	5,367,211.74	\$2,503,843.89
9	3.68	6,108,099.60	5,311,739.59	\$2,252,696.11
10	3.65	6,053,126.70	5,256,766.70	\$2,026,711.12
11	3.61	5,998,648.56	5,202,288.55	\$1,823,370.40
12	3.58	5,944,660.72	5,148,300.72	\$1,640,407.27
13	3.55	5,891,158.78	5,094,798.77	\$1,475,781.73
14	3.52	5,838,138.35	5,041,778.34	\$1,327,657.81
15	3.49	5,785,595.10	4,989,235.10	\$1,194,383.21
16	3.45	5,733,524.75	4,937,164.74	\$1,074,470.90
17	3.42	5,681,923.02	4,885,563.02	\$966,582.60
18	3.39	5,630,785.72	4,834,425.71	\$869,513.96
19	3.36	5,580,108.64	4,783,748.64	\$782,181.13
20	3.33	5,529,887.67	4,733,527.66	\$703,608.73
21	3.30	5,480,118.68	4,683,758.67	\$632,918.98
22	3.27	5,430,797.61	4,634,437.61	\$569,322.00
23	3.24	5,381,920.43	4,585,560.43	\$512,106.94





Año	Costo	Beneficio	Flujo de efectivo	VPN
24	3.21	5,333,483.15	4,537,123.14	\$460,634.14
25	3.18	5,285,481.80	-5,966,190.21	-\$550,655.48
26	3.16	5,237,912.46	4,441,552.46	\$372,670.47
27	3.13	5,190,771.25	4,394,411.25	\$335,195.51
28	3.10	5,144,054.31	4,347,694.30	\$301,483.69
29	3.07	5,097,757.82	4,301,397.82	\$271,157.57
30	3.04	5,051,878.00	4,255,518.00	\$243,877.58
31	3.02	5,006,411.10	4,210,051.09	\$219,338.13
32	2.99	4,961,353.40	4,164,993.39	\$197,264.25
33	2.96	4,916,701.22	4,120,341.21	\$177,408.56
34	2.94	4,872,450.91	4,076,090.90	\$159,548.44
35	2.91	4,828,598.85	4,032,238.84	\$143,483.60
36	2.88	4,785,141.46	3,988,781.45	\$129,033.83
37	2.86	4,742,075.19	3,945,715.18	\$116,036.97
38	2.83	4,699,396.51	3,903,036.50	\$104,347.15
39	2.81	4,657,101.94	3,860,741.94	\$93,833.10
40	2.78	4,615,188.02	3,818,828.02	\$84,376.73
41	2.76	4,573,651.33	3,777,291.33	\$75,871.80
42	2.73	4,532,488.47	3,736,128.46	\$68,222.72
43	2.71	4,491,696.07	3,695,336.07	\$61,343.49
44	2.68	4,451,270.81	3,654,910.80	\$55,156.75
45	2.66	4,411,209.37	3,614,849.37	\$49,592.88
46	2.63	4,371,508.49	3,575,148.48	\$44,589.29
47	2.61	4,332,164.91	3,535,804.91	\$40,089.63
48	2.59	4,293,175.43	3,496,815.42	\$36,043.24
49	2.56	4,254,536.85	3,458,176.84	\$32,404.52
50	2.54	4,216,246.02	3,419,886.01	\$29,132.47
			<b>VPN =</b>	<b>\$26,298,259.99</b>

**Tabla 10.2. Determinación del Valor Presente Neto (VPN)**

Año	Deuda	Interés (10%)	Pago	Suma
0	24,755,203.80	2,475,520.38	-	27,230,724.18
1	27,230,724.18	2,723,072.42	5,769,881.83	24,183,914.77
2	24,183,914.77	2,418,391.48	5,710,785.66	20,891,520.59
3	20,891,520.59	2,089,152.06	5,652,221.35	17,328,451.30
4	17,328,451.30	1,732,845.13	5,594,184.11	13,467,112.32
5	13,467,112.32	1,346,711.23	5,536,669.22	9,277,154.33
6	9,277,154.33	927,715.43	5,479,671.95	4,725,197.81
7	<b>4,725,197.81</b>	<b>472,519.78</b>	<b>5,197,717.59</b>	-

**Tabla 10.2. Determinación del Valor Presente Neto (VPN)**





### **Tasa Interna de Retorno**

Otro parámetro considerado para el análisis de la rentabilidad del proyecto fue la determinación de la Tasa Interna de Retorno (TIR), que es la tasa de interés o rentabilidad que hace que el Valor Presente Neto (VPN) sea igual a cero, por lo que si la TIR es mayor a la Tasa de descuento o la Tasa de interés (10%) aplicada al proyecto, se considera que el proyecto es rentable.

**La Tasa Interna de Retorno es de 22.21%**, que es mayor a la Tasa de descuento, que es del 10% con la cual se analizó el VPN, por lo que el proyecto se considera rentable.

### **Beneficio Costo**

Otro parámetro importante en el análisis de Rentabilidad de la central hidroeléctrica es el cálculo del **Beneficio – Costo (B/C)**, el cual está basado en la razón de los beneficios a los costos asociados del proyecto en el periodo de vida útil del proyecto, que son 50 años. Se considera que un proyecto es atractivo cuando los beneficios netos exceden los costos asociados:

$B/C > 1$

El proyecto arroja un **Beneficio-Costo de 2.06** lo que indica que el proyecto es económicamente aconsejable para su ejecución. Este resulta de dividir el beneficio a los 50 años por la venta de energía ya restando los pagos a capital, la reinversión y la tasa de descuento, entre el costo total de inversión del proyecto.

## **11. Presentación de resultados a los beneficiarios**

Una vez terminado el diseño de la propuesta, sus costos y la rentabilidad se llevó a cabo una presentación de resultados con las partes interesadas que son: la Comisión Nacional del Agua a través del Organismo de Cuenca de la Península de Baja California (OCPBC), el jefe del Distrito de Riego por la CONAGUA, la Directora de Hidroagrícola por la CONAGUA, la Comisión Estatal del Agua (CEA) y los encargados del Distrito de Riego 014 en conjunto con el Consultor contratado por el Proyecto.

Se obtuvo una buena aceptación del proyecto por la CONAGUA, siendo estos los dueños de la infraestructura que permitirían llevar a cabo el proyecto. Asimismo, el jefe del Distrito de Riego reconoció la importancia de desarrollar este tipo de proyectos aprovechando las condiciones favorables del canal y la región para obtener un beneficio adicional por el uso de la infraestructura para conducir el agua de riego.

La Comisión Estatal del Agua por su parte considera que la generación de energía limpia con este proyecto podría ayudar a solventar el pago de energía por el bombeo para la extracción de agua en esas fuentes. Asimismo, manifestó el poder utilizar esa energía limpia en la temporada de verano, que se tienen costos altos y demanda de energía. Se han tenido problemas de contratación de servicios de generación de energía adicional en el verano para el acueducto y que se han solicitado previamente con el CENACE.

Se comentó especificar el esquema de beneficios que se planteará, el costo/beneficio para el estado y los usuarios. Se explicó para este tipo de sistemas, llamados en Microrred, no es necesario que la energía sea entregada al porteador, es decir la CFE, se realiza directamente entre el generador y el comprador de la energía, con el permiso de la SENER. Para dicho permiso se requiere realizar el Proyecto Ejecutivo. Dado que es un sistema aislado del país podría resultar beneficiado el CENACE por la oferta de dicha energía en cierto tiempo de mayor demanda, a diferencia de otras regiones donde el sistema se encuentra interconectado.





El esquema de operación planteado propone formar una empresa generadora de electricidad e integrar a los usuarios del agua del distrito, pero bajo la operación energética y financiera de la empresa generadora. Las ganancias para los usuarios se verían reflejadas en inversión para la mejora de infraestructura, así como para la disminución del costo de energía de los bombeos de extracción lo cual es responsabilidad de la Comisión Estatal del Agua (CEA), el cual anda del orden de \$107,410.00 pesos mensuales de acuerdo con un recibo del mes de noviembre, con periodo de facturación de septiembre a octubre (Figura 11.1). Actualmente existe una empresa que ofrece hacer la venta de energía hasta en \$1.99/kWh, por lo que es de gran interés revisar el costo de energía que se le vendería a la CEA, así como la disponibilidad diaria de esa energía durante el año. Otro beneficiario adicional es la SRL por el pago de sus pozos federales y particulares.

Existen diversas posibilidades que permitirían el desarrollo del proyecto: 1. La dificultad de CFE para proveer energía en el verano en esa región, dado que es un sistema aislado, 2. La generación constante que se puede tener debido al caudal constante en la región por el Tratado y el bombeo, 3. La disminución del pago de energía en la región, 4. El uso de la infraestructura existente, 5. La participación asociada de los usuarios para el proyecto para la mejora de la infraestructura, 6. El beneficiario principal sería la CEA con la reducción de sus pagos mensuales de energía.

Se esta pendiente revisar el interés de los Usuarios organizados del Distrito de Riego 014, quienes son los dueños de la concesión del agua del canal, donde se les plantearía la participación asociada en la construcción de este proyecto como beneficiarios e inversionistas en conjunto con el operador eléctrico y el inversionista del proyecto. En este sentido existe viabilidad por el Estado y se espera el interés de los usuarios dado que no se afectaría el caudal para su uso de riego, ya es uso no consuntivo, sino que tendrán beneficios adicionales por el manejo hidráulico para generación eléctrica en el canal.

Se anexa Lista de Asistencia de la Reunión de Presentación de Resultados con el OCPBC (Figura 11.1)

**LISTA DE ASISTENCIA**




NOMBRE	INSTITUCIÓN/ORG	TELÉFONO	CORREO
Araely Favelia Uriarte	CONAGUA / D.I.H.	686 314 7158	araely.favelia@conagua.gob.mx
Luis Granados Palacios	CEA	686 261 5109	lgranados@ceab.c.gob.mx
Rafael Saiz Ramos	CONAGUA / OCPBC	6611 820995	rafael.saiz@conagua.gob.mx
JULIO NAVARRO URBINA	CONAGUA / OCPBC / D.I.H. / R.C.	686 946 4403	julio.navarro@conagua.gob.mx
Ana Ailen Palacios Fonseca	IMTA	777 3 29 36 00 Ext. 529	ana-palacios@imta.gob.mx
Alexis Cervantes C.	IMTA	777 329 36 00 Ext. 627	alexis.cervantes@imta.gob.mx
Josus Antonio Flores López	RIGRAT	686 1786 173	foj1228@hotmail.com
Patricia Diana Acosta	CONAGUA	686 1594820	patricia.diana@conagua.gob.mx
Victor M. Maldonado Ruiz	DR-014 CONAGUA	686 5116723	victor.maldonado@conagua.gob.mx
LUIS RENDÓN PIMENTEL	PARTICULAR	777 318 4832	rendon.luis@imta.gob.mx

Av. Reforma y Calle L, S/N, Colonia Nueva, CP 21000, Mexicali, Baja California.  
Teléfono 626 551 6400  
<http://www.gob.mx/conagua>

**Figura 11.1 Lista de asistencia de la reunión con el OCPBC (28 de noviembre de 2019)**





Suministrador de  
Servicios Básicos.

CFE Suministrador de Servicios Básicos  
Río Ródano No.14, colonia Cuauhtémoc,  
Alcaldía Cuauhtémoc, Código Postal 06500,  
Ciudad de México.  
RFC: C5510030CP7

**COMISION ESTATAL DEL AGUA**

KM 14.5 CARR TIJ P 489 CL II 4  
10 DE ABRIL  
SAN LUIS, SON.  
C.P. 83459

**TOTAL A PAGAR:**

**\$107,410.00**

(CIENTO SIETE MIL CUATROCIENTOS DIEZ  
PESOS 00/100 M.N.)

**NO. DE SERVICIO :** 021020705245  
**RMU :** 83459 02-07-15 CEA -990303 001 CFE

**PERIODO FACTURADO:** 30 SEP 19 - 31 OCT 19

**TARIFA:** GDMTH **NO. MEDIDOR:** 54W29R **MULTIPLICADOR:** 80

**FECHA LÍMITE DE PAGO:** 14 NOV 19

**CARGA CONECTADA kW:** 132 **DEMANDA CONTRATADA kW:** 132

**CORTE A PARTIR:** 15 NOV 19

Concepto	Consumo		Precio (MXN)	Subtotal (MXN)
	Medida	Estimada		
kWh base			8	
kWh intermedia			52,489	
kWh punta			7,568	
kW base			1	
kW intermedia			1	
kWMaxAñoMovil			1	
kVArh			24,872	

Costos de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista					Desglose del importe a pagar	
Concepto	\$	\$/kW	\$/kWh	Importe (MXN)	Concepto	Importe (MXN)
Suministro	677.66	0	0	677.66	Cargo Fijo <sup>2</sup>	677.66
Distribución	0	9989.78	0	9989.78	Energía	97,417.79
Transmisión	0	0	9988.81	9988.81	2% Baja Tensión <sup>4</sup>	1,961.91
CENACE	0	0	468.51	468.51	Bonificación Factor de Potencia <sup>3</sup>	603.80-
Generación B	0	0	2.88	2.88	Subtotal	99,453.56
Generación I	0	0	34254.32	34254.32	IVA 8%	7,956.28
Generación P	0	0	7110.89	7110.89	Facturación del Periodo	107,409.84
Capacidad	0	35278.24	0	35278.24	Adeudo Anterior	128,436.88
SCnMEM(*)	0	0	324.36	324.36	Su Pago	128,436.00-
<b>Total</b>	<b>677.66</b>	<b>45,268.02</b>	<b>52,149.77</b>	<b>98,095.45</b>	<b>Total</b>	<b>\$107,410.72</b>

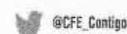


Figura 11.2 Recibo de pago de energía por la CEA correspondiente a un medidor o un bombeo.





## 12. Resultados y Conclusiones

Se llevó a cabo un estudio para determinar la prefactibilidad de desarrollar un proyecto minihidroeléctrico en un canal de riego con condiciones físicas favorables. Se eligió el Canal San Luis, que conduce agua subterránea de la Mesa Arenosa de San Luis Río Colorado, Sonora y pertenece al Distrito de Riego 014, Río Colorado, Baja California y Sonora, que es uno de los más importante del país. En el año agrícola 2016-2017 se cosecharon 178,593 ha, con un volumen de agua superficial de 1,543.662 Mm<sup>3</sup> y 885.042 Mm<sup>3</sup> de agua subterránea. El agua subterránea es extraída de los acuíferos 0210 Valle de Mexicali y 2601 Valle de San Luis Río Colorado. En los canales de este distrito de riego se han identificado al menos 10 puntos en donde se tiene carga hidráulica para generar energía hidroeléctrica, uno de ellos es el canal San Luis. El canal San Luis conduce agua subterránea del acuífero 2601 Valle de San Luis Río Colorado y cuenta con cinco caídas para adaptarse a un desnivel del terreno natural de 10 m. Este canal descarga un gasto aproximado de 8.0 m<sup>3</sup>/s al canal Revolución en un punto conocido como La Licuadora.

Para realizar el análisis de prefactibilidad primeramente se solicitaron los registros históricos de caudal. Se obtuvieron datos hidrométricos de 2011 a 2017, lo que permitió hacer un análisis diario. Se encontró que conduce agua el 90% del año y entre el 55 y 75% corresponde a un caudal de 5.5 a 6.5 m<sup>3</sup>/s. En la topografía se encontró que existe una diferencia de nivel desde la primera caída hasta la quinta de 10m, en una longitud de 295 m. Considerando la posible viabilidad de aprovechamiento hidroeléctrico, se realizó el diseño de un esquema civil considerando diversas opciones: se eligió la posibilidad de conducir la tubería sobre el canal, con la colocación de atraques y abrazaderas de fijación.

Se determinó una tubería de 2 m de diámetro de PRFV (plástico reforzado de fibra de vidrio), para conducir un caudal de diseño de 6.5m<sup>3</sup>/s, y una carga hidráulica efectiva de 9.748 m. Lo anterior permite tener una capacidad instalada de 528 kW y una generación media anual de 4.165 GWh/año. El equipo electromecánico a instalar consiste en una turbina tipo flujo cruzado o *CrossFlow* para 500 kW.

De acuerdo con el análisis de tarifas se identificó un valor medio de venta de \$1.66/kWh. En el análisis de rentabilidad se encontró un beneficio neto de \$6.568 mdp el primer año, y un Valor Presente Neto (VPN) de 26.298 mdp a los 50 años de vida útil. El beneficio/costo es igual a 2.06 y la Tasa Interna de Retorno (TIR) de 22.21 %, por lo tanto el proyecto recupera la inversión en el año 7.

Se realizó un estudio del Marco Legal Eléctrico aplicable, que son: la LIE (Ley de la Industria Eléctrica), el Reglamento de la Industria Eléctrica, las Bases del Mercado (Base 2, 3, 5 y 7), el Manual de Interconexiones, la LAN (Ley de Aguas Nacionales) y el Reglamento de la LAN. Se identificó que el proyecto en estudio corresponde a pequeños sistemas eléctricos en régimen de Micro-Red, donde no se requiere la intervención de la CFE, sino que se puede llevar a cabo mediante un acuerdo de operación directa entre el operador y el centro de carga (comprador). Solo se deberán cumplir los requerimientos del CENACE para la interconexión, que consisten en los estudios en modalidad individual para capacidad instalada igual o mayor a 0.5 MW y menor a 10 MW. Asimismo, en la LAN establece que no se requiere concesión para explotación, uso o aprovechamiento de aguas nacionales de pequeña escala para generación hidroeléctrica, siempre y cuando no se desvíe el agua ni se afecte su calidad y cantidad.

Una vez determinada la atractiva rentabilidad del proyecto se realizó una presentación de resultados con la CONAGUA: el Organismo de Cuenca de la Península de Baja California (OCPBC), las áreas hidroagrícolas, y el Jefe del DR, así como también la Comisión Estatal del Agua (CEA). Se identificó un interés importante de apoyar el proyecto y que pueda ser la CEA el principal beneficiario de esa generación de energía para sus bombes, lo que se verá reflejado en ahorros en su operación. Asimismo, se plantea que el proyecto





**MEDIO AMBIENTE**

SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



**IMTA**

INSTITUTO MEXICANO  
DE TECNOLOGÍA DEL AGUA

pueda ser de interés para la Asociación de Usuarios de Riego del DR-014, lo que les permitirá mejorar con recursos propios su infraestructura y tener beneficios económicos.

Este proyecto es un caso piloto de estudio que permite detonar la posibilidad de desarrollo de la generación microhidroeléctrica mediante equipamiento en canales de riego u obras hidroagrícolas, la cual puede resultar atractivo para los usuarios y el Estado; para los primeros al formar parte de la Asociación que opera y vende la energía, y el segundo al obtener beneficios por una energía para la operación de su infraestructura con una tarifa más baja que la media comercial. Asimismo, se puede hacer una venta de la energía a comunidades locales y las ganancias por dicha venta se podrían ver reflejados en una inversión de la propia infraestructura hidroagrícola.



**2019**  
AÑO DEL CAMPEÓN LA REVOLUCIÓN  
EMILIANO ZAPATA



### 13. Bibliografía

Comisión Nacional del Agua, 1992. Características de los Distritos de Riego, Año Agrícola 1990. México, D. F.

Comisión Nacional del Agua, 2012 a 2018. Estadísticas Agrícolas de los Distritos de Riego, Años Agrícolas 2011-2012 a 2016-2017. Ciudad de México.

Comisión Nacional del Agua, 2014. Ley de Aguas Nacionales y su Reglamento. México, D. F.

Diario Oficial de la Federación, 2014. Ley de la Industria Eléctrica. Ciudad de México.

Diario Oficial de la Federación, 2014. Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica. Ciudad de México.

Diario Oficial de la Federación, 2015. Bases del Mercado Eléctrico. Ciudad de México.

Diario Oficial de la Federación, 2018. Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. Ciudad de México.

Secretaría de Relaciones Exteriores, S. F. Tratado sobre Distribución de Aguas Internacionales entre los Estados Unidos Mexicanos y los Estados Unidos de América, Ciudad Juárez Chihuahua.





## Anexo A. Fotos de la Visita al Canal San Luis, SLRC



Foto A.1 Cruce de la carretera en la sección del canal del KM 2+277 y KM 2+293

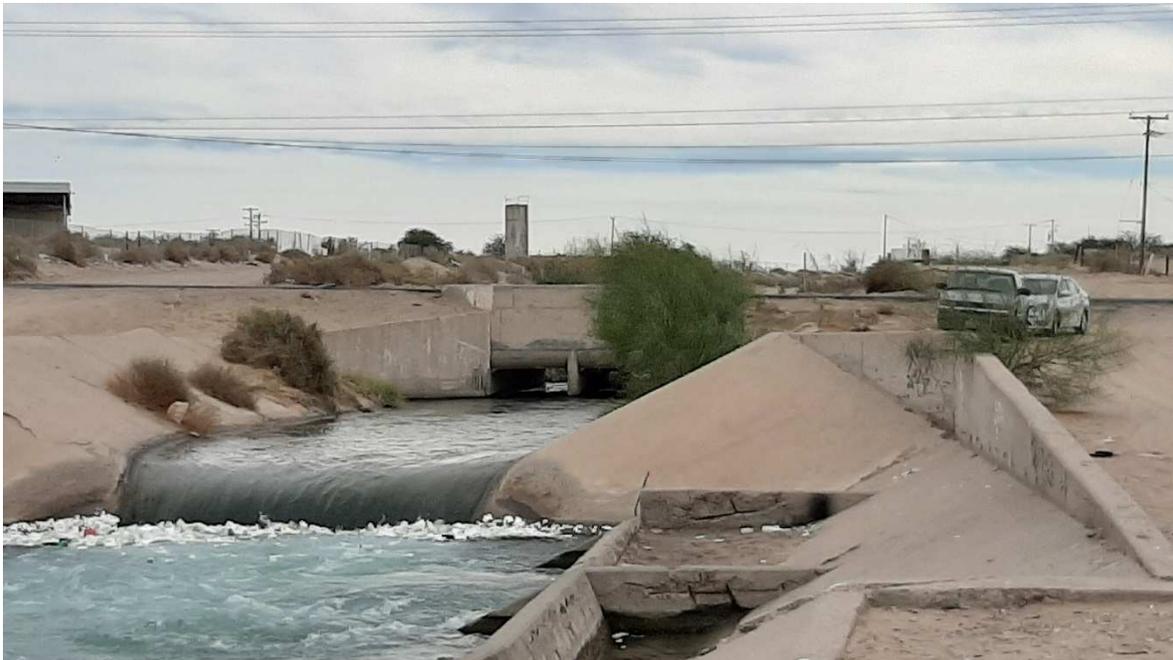


Foto A.2 Vista hacia aguas arriba de la caída 5 (KM2+240) y el cruce de la carretera





Foto A.3 Caída 5 del canal en el KM 2+240 y zona donde se colocaría la llegada a la turbina y su descarga en el tanque dissipador de energía.



Foto A.4 Vista hacia aguas arriba de la Caída 5 del canal en el KM 2+240 y zona donde se colocaría la llegada a la turbina y su descarga en el tanque dissipador de energía.





Foto A.5 Vista hacia aguas arriba de las Caídas 2 (KM 2+450), 3 (KM 2+400) y 4 (KM 2+350) del canal



Foto A.6 Vista hacia aguas abajo de las Caídas 2 (KM 2+450), 3 (KM 2+400) y 4 (KM 2+350) del canal





Foto A.7 Vista hacia aguas arriba de la Caída 1 (KM 2+525) del canal



Foto A.8 Vista hacia aguas abajo de la Caída 1 (KM 2+525) del canal



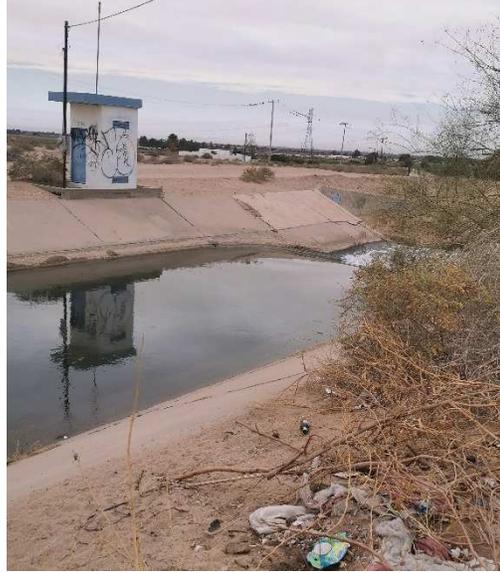


Foto A.9 Vista hacia aguas abajo de la Caída 1 (KM 2+525) del canal y donde se construiría la represa e inicia la tubería a presión



Foto A.10 Vista de la sección de la Caída 1 (KM 2+525) del canal y donde se construiría la represa e inicia la tubería a presión





Foto A.11 Vista hacia aguas abajo de las caídas 1 a la 5





Foto A.12 Vista hacia aguas arriba de la caída 4





Foto A.13 Líneas de baja y media tensión frente al canal





## ANEXO B. INFORMACIÓN HIDROMÉTRICA DEL CANAL SAN LUIS

Dia	2011 Caudal diario (L/s)											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1		6731		6413	6861	6679	6091	7590	5254	3409	2724	5653
2		6741		6211	6786	6714	6595	7241	588	3735	1855	5653
3		6731		6310	6532	6195	6606	7133		1018	2332	5589
4		6745		6310	6884	5228	6716	7003			2837	5653
5		6751		6475	6782	4819	6852	6993			2826	5653
6		6871		6426	6752	4732	6934	7033			2851	6165
7	225	6871		6468	6723	4924	6793	7142			2626	6797
8	4319	6871	839	6525	6796	4872	6716	7018			828	6806
9	6219	6871	2950	6568	6954	4872	6879	6968				6776
10	5838	6871	5251	6419	6949	4834	6979	7018				6758
11	6478	6811	6447	2849	6949	4856	7049	6981				6806
12	6478	6791	6571		6943	4847	7557	7029				6806
13	6478	6816	6626		6949	4840	7360	6956				3498
14	6358	6763	6680	1392	6949	4637	7443	7032		1557		
15	6118	6735	6868	6372	6949	4668	7503	7132		2367	388	
16	6374	6733	6981	5628	6805	4747	7406	7149		1733	2855	
17	6515	6721	6933	6274	5729	4509	7412	7156		1728	2855	
18	6774	6721	6852	6278	4851	4684	7371	7203		1708	4693	
19	6857	6497	6830	6132	4860	4717	7400	7133		2381	6242	757
20	6857	5452	6841	6087	5331	4667	7290	7055		2860	6651	2692
21	6689		6687	6291	6836	4962	7335	6927		4427	6677	3355
22	6728		5538	6427	6877	5658	7484	6919		5696	6572	4880
23	6549		5690	6474	6582	6195	7601	7117		5805	6273	4855
24	6538		6701	3899	6351	6167	7561	6923		5603	5725	4791
25	6564		6591	215	6365	6061	7532	6832		5778	5820	4851
26	6696		6790		7117	6274	7394	6485		3836	5844	4851
27	6749		6742		7331	6350	7334	6583		1782	5844	5306
28	6846		6737	415	7318	6352	7343	6689		1836	5670	6427
29	6712		6573	3112	7249	6111	7426	6731		1971	5671	6788
30	6699		6606	5390	6882	6212	7433	6601		2196	5656	6850
31	6651		6680		6635		7533	6572		2853		6850
	<b>13,419</b>	<b>11,586</b>	<b>12,788</b>	<b>11,868</b>	<b>17,788</b>	<b>13,943</b>	<b>19,261</b>	<b>18,692</b>	<b>505</b>	<b>5,554</b>	<b>8,840</b>	<b>12,257</b>
<b>Caudal Mínimo (m3/s) =</b>	<b>0.225</b>	<b>5.452</b>	<b>0.839</b>	<b>0.215</b>	<b>4.851</b>	<b>4.509</b>	<b>6.091</b>	<b>6.485</b>	<b>0.588</b>	<b>1.018</b>	<b>0.388</b>	<b>0.757</b>
<b>Caudal Medio (m3/s) =</b>	<b>6.212</b>	<b>6.705</b>	<b>6.167</b>	<b>5.283</b>	<b>6.641</b>	<b>5.379</b>	<b>7.191</b>	<b>6.979</b>	<b>2.921</b>	<b>3.061</b>	<b>4.263</b>	<b>5.456</b>
<b>Caudal Máximo (m3/s) =</b>	<b>6.857</b>	<b>6.871</b>	<b>6.981</b>	<b>6.568</b>	<b>7.331</b>	<b>6.714</b>	<b>7.601</b>	<b>7.590</b>	<b>5.254</b>	<b>5.805</b>	<b>6.677</b>	<b>6.850</b>





Dia	2012 Caudal diario (L/s)											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	6942	6843	6847	6724	1394	7343	6760	6493			5621	6796
2	4656	6843	6800	6758	2266	7380	6770	750			6870	6497
3	1885	6716	6797	6611	3622	7035	6752	1580			6859	6200
4	613	6848	6695	6616	5007	6862	6660	5040			6859	7168
5	890	6848	6808	6585	6579	6862	7141	6822			6824	7015
6	3697	6848	6836	6483	6761	6862	7216	6851			6856	6583
7	4731	5958	6390	6458	6858	6862	7221	6851			6854	5360
8	4800	4815	6660	6484	6858	6733	6963	6851			7061	4798
9	4860	5373	6612	5992	6858	6737	5565	6851		944	7164	6235
10	4790	6521	6627	6706	6858	6832	6808	6851		1860	7164	7153
11	5828	6729	6675	6833	6858	6862	7398	4227		2822	7164	5305
12	6701	6750	6526	6836	6858	6708	6682	2859		3858	7205	3796
13	6675	6703	6621	6861	6858	6734	6730	2864		3858	7143	6656
14	6646	6687	6625	6820	6858	6537	6794	2864		3858	7143	7163
15	6663	6695	6441	6875	6858	6242	4354	2881		3858	7143	5496
16	6851	5891	6455	6773	6858	6427		2862		3858	7143	2840
17	6851	5222	6457	6750	6696	6585		2862		3183	7020	2780
18	6801	5953	6486	6748	6791	6701	1539	2831		1045	7143	7027
19	6831	6738	6585	6894	6847	6804	6819	2830			7143	4648
20	6676	5793	6707	6763	6869	6815	6853	2855			7143	2588
21	6851	3723	6715	6965	6804	6815	6939	2033			7143	3091
22	5700	3016	6734	7022	6869	6821	6991	772			7143	5461
23	4868	2209	6658	7123	6869	6769	6853	146			7041	1859
24	5074	2205	6744	7247	6756	6859	6853			619	7105	247
25	5854	2813	6671	7263	6866	6821	6855			2173	7143	115
26	5153	4119	6692	7279	6895	6829	6862			2862	7143	115
27	4653	4964	6742	7396	6900	6816	6862			3426	6845	140
28	6317	5877	6871	7373	7155	6774	6862			3870	7309	
29	6865	6631	6881	4689	7251	6818	6862			3864	7384	
30	6865		6656	2544	7122	6815	6364			3870	7169	140
31	6865		6836		7592		6743			3870		48
<b>Caudal Mínimo (m3/s) =</b>	<b>0.613</b>	<b>2.205</b>	<b>6.390</b>	<b>2.544</b>	<b>1.394</b>	<b>6.242</b>	<b>1.539</b>	<b>0.146</b>	<b>0.000</b>	<b>0.619</b>	<b>5.621</b>	<b>0.048</b>
<b>Caudal Medio (m3/s) =</b>	<b>5.466</b>	<b>5.598</b>	<b>6.673</b>	<b>6.616</b>	<b>6.403</b>	<b>6.802</b>	<b>6.554</b>	<b>3.819</b>		<b>2.983</b>	<b>7.032</b>	<b>4.252</b>
<b>Caudal Máximo (m3/s) =</b>	<b>6.942</b>	<b>6.848</b>	<b>6.881</b>	<b>7.396</b>	<b>7.592</b>	<b>7.380</b>	<b>7.398</b>	<b>6.851</b>		<b>3.870</b>	<b>7.384</b>	<b>7.168</b>





Dia	2013 Caudal diario (L/s)											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1			6708	7352	6473	6276	7631	6848			4469	5972
2			6992	7263	6179	6855	7631	6866			4435	6042
3			7282	7219	5877	6797	7631	6866			4465	6042
4	2602		7287	7248	5872	6855	7505	6866			4653	6042
5	4808	681	7305	7422	5866	6775	7330	6863			4900	6106
6	4872	1424	7439	7930	5866	6837	7294	6858			5202	5989
7	3332	2055	7479	7936	5866	6914	7419	6858			5398	6081
8	2136	4834	7589	7997	5866	6855	7510	6858			5398	6116
9	3749	4855	7610	7771	5866	6855	7837	6848			5688	6370
10	5113	4855	7613	7845	5866	6855	7898	6851			5772	6623
11	6182	4884	7614	7808	5836	6700	7898	6851			5507	6623
12	6664	4865	7609	8000	5866	6791	7898	6851			5855	6623
13	6699	4864	7610	7926	5836	6855	7898	6851			5904	6623
14	6800	4714	7607	7831	5866	6855	7898	6851			5904	6623
15	5357	5271	7595	7741	5328	6855	7898	6851			5904	6623
16	5122	6880	7654	7692	5884	6855	7898	6851			5565	6607
17	6318	6880	7904	7802	5877	6847	7898	6702			5904	6634
18	6788	6676	7925	7786	5856	6855	7791	6851			5904	6627
19	6810	6888	7915	7780	5877	6847	7838	6851			5904	6614
20	6810	6888	7974	7253	5877	6836	7898	6851			5904	6501
21	5848	6888	8059	7644	5877	6735	7632	6255			5210	6501
22	5645	6936	7965	7653	5803	6836	6225	5230		1172	577	6501
23	6636	6657	7935	7801	5877	6836	4816	4521		2868		6453
24	6690	6634	7926	7661	5877	6836	6432	2806		3600		6405
25	6844	6591	7846	7801	5877	7286	7914	1433		4910		6405
26	3141	6714	7774	7786	5877	7617	7898	912		4910	2009	6101
27		6717	7724	7521	5877	7074	7259			4669	5735	6388
28		6717	7762	7399	5868	7651	6985			4669	5789	6356
29			7569	7048	5520	7651	6436			3739	5947	6288
30			7390	6858	5827	7651	6856			4652	5901	6288
31			7353		5775		6866			4883		6288
<b>Caudal Mínimo (m3/s) =</b>	<b>2.136</b>	<b>0.681</b>	<b>6.708</b>	<b>6.858</b>	<b>5.328</b>	<b>6.276</b>	<b>4.816</b>	<b>0.912</b>	<b>0.000</b>	<b>1.172</b>	<b>0.577</b>	<b>5.972</b>
<b>Caudal Medio (m3/s) =</b>	<b>5.433</b>	<b>5.474</b>	<b>7.613</b>	<b>7.626</b>	<b>5.863</b>	<b>6.945</b>	<b>7.413</b>	<b>6.081</b>		<b>4.007</b>	<b>5.178</b>	<b>6.370</b>
<b>Caudal Máximo (m3/s) =</b>	<b>6.844</b>	<b>6.936</b>	<b>8.059</b>	<b>8.000</b>	<b>6.473</b>	<b>7.651</b>	<b>7.914</b>	<b>6.866</b>		<b>4.910</b>	<b>5.947</b>	<b>6.634</b>





Dia	2014 Caudal diario (L/s)											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	6496	6250	6918	6414	1852	6846	7342	7343	2370	310	5354	5808
2	6496	6385	7021	6482	3857	6853	7339	7343	200	1442	5354	6144
3	6496	6455	7051	6482	5097	7074	7339	6633		861	5354	6218
4	6496	6511	7051	6642	5331	7188	7254	7178	4161	861	5354	6259
5	6705	6603	7047	6642	5869	7188	7339	7274	6865	861	5630	6388
6	6831	6669	6929	6525	5869	7188	7339	7311	6865	861	6045	6429
7	6747	6676	6903	6642	6465	7188	7369	7188	6583	861	6045	6429
8	6747	6641	6960	6580	6822	7194	7339	7188	5998	866	6045	6500
9	6747	6641	6792	6378	6548	7188	7361	7188	5907	862	6045	6551
10	6738	6641	6788	6250	5887	7188	6998	7188	2297	854	5677	6514
11	6867	6712	6760	6220	5903	7257	7078	7135		854	6021	6440
12	6625	6754	6724	6244	5910	7326	7368	6832		854	6021	6440
13	6679	6732	6816	6116	5938	7332	7368	7185		854	6021	6369
14	6751	6624	6884	6116	5966	7327	7497	6932		1466	6021	6136
15	6684	6460	6894	6035	5964	7327	7627	7060		2360	5741	5787
16	6678	6453	6894	6217	5963	7327	7628	7272		2357	6025	6213
17	6751	6529	6894	6283	5765	7327	7628	7324		2357	6025	6178
18	6674	6593	6807	6435	5687	7312	7562	7324		2357	5975	6491
19	6627	6670	6584	6520	5145	7327	7514	7324		2357	5875	6916
20	6627	6733	6089	4074	5788	7327	7514	7324		2741	5875	6971
21	6627	6733	6669	1375	6719	7327	7468	7324		3850	5875	6971
22	6627	6585	6754	268	6846	7327	7376	7277		3850	5872	6971
23	6627	6572	6705	2780	6846	7309	7416	6545		3851	5869	6971
24	6627	6692	6607	5345	6846	7275	7514	2402		3851	5869	7043
25	6627	6768	6511	5345	6846	7275	7514			3851	5869	7056
26	6627	6936	6275	2385	6846	7275	7514	1144		3851	5823	7034
27	6627	6851	6403		6846	7275	7341	2092		3851	5729	6882
28	6571	6835	6324		6845	7275	7387	2851		3851	5869	6966
29	6514		6258		6845	7275	7346	2851		3851	5869	6979
30	6454		6351		6501	7275	7401	4152		3851	5869	7114
31	6514		6288		6833		7401	4867		4219		7114
<b>Caudal Mínimo (m3/s) =</b>	<b>6.454</b>	<b>6.250</b>	<b>6.089</b>	<b>0.268</b>	<b>1.852</b>	<b>6.846</b>	<b>6.998</b>	<b>1.144</b>	<b>0.200</b>	<b>0.310</b>	<b>5.354</b>	<b>5.787</b>
<b>Caudal Medio (m3/s) =</b>	<b>6.642</b>	<b>6.632</b>	<b>6.708</b>	<b>5.492</b>	<b>6.014</b>	<b>7.239</b>	<b>7.403</b>	<b>6.168</b>	<b>4.583</b>	<b>2.256</b>	<b>5.834</b>	<b>6.590</b>
<b>Caudal Máximo (m3/s) =</b>	<b>6.867</b>	<b>6.936</b>	<b>7.051</b>	<b>6.642</b>	<b>6.846</b>	<b>7.332</b>	<b>7.628</b>	<b>7.343</b>	<b>6.865</b>	<b>4.219</b>	<b>6.045</b>	<b>7.114</b>





Dia	2015 Caudal diario (L/s)											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	6970	2853	5827	7567		6627	6181	6527	6155	3694	6594	6825
2	7094		4729	7628		6032	6181	6527	6155	6154	6594	6779
3	7149		3100	7684		5701	6181	6410	6155	6211	6594	6732
4	7149		3495	7684		6886	5774	6362	6155	6211	6468	6732
5	7198	422	3520	7684		6937	5715	6362	6155	5454	6425	6732
6	7280	3281	4414	7413	478	6937	6172	6362	6155	5312	6492	6732
7	7273	5539	5874	6558	962	6937	6324	6362	6155	6211	6653	6732
8	7089	7279	6683	7599	1088	6879	6324	6362	4340	6211	6735	6797
9	6844	7279	6851	7668	2272	6873	6324	6362		6211	6735	6651
10	6749	7279	6687	7684	2973	6852	6324	6362	2890	6211	6679	6732
11	6716	7195	6500	7684	2973	6852	6304	6438	6155	6211	6792	6732
12	6716	7084	6064	7684	2973	6852	6324	6527	6155	6036	6832	6451
13	6716	6875	6086	7516	3306	6852	6324	6527	6155	5970	6708	6632
14	6716	6833	6159	7516	4147	6852	6324	6527	6155	4814	6736	6732
15	6070	6894	6059	7649	4513	6769	6324	6527	6155	6159	6260	6732
16	6432	6893	5966	7684	4672	5697	6324	6527	5988	6253	6162	6732
17	6766	6818	5977	7684	3830	4873	6385	6527	5798	6253	6639	6732
18	6873	6843	6082	7684	1539	4873	6436	6527	5224	6253	5605	6643
19	6874	6863	6350	7684	268	5879	6470	6527	5323	6253	6706	6567
20	6642	6902	6570	7684	584	6705	6552	6527	5323	6216	6770	6142
21	6108	6889	7157	6283	2148	6758	6474	6527	5260	6233	6770	6475
22	6158	6761	7431	3456	4656	6719	6616	6527	5588	6253	6770	6637
23	6371	6940	7431	1312	4065	6786	6738	6512	5947	6413	6770	6797
24	7103	6982	7556		3093	6852	6753	6527	6004	6428	6740	6660
25	7103	6931	7750		6334	6852	6315	5714	3433	6365	6770	6447
26	7103	6953	7810		7139	6763	6102	5069		6365	6770	6446
27	7055	6901	7498		7003	6709	6855	6502		6412	6722	6352
28	7059	6865	7532		6914	6230	6852	6527		6461	6453	6352
29	7018		7429		6811	6162	6733	6527		6492	6581	6352
30	7018		7404		6561	6162	6700	6527		6420	6581	6407
31	7083		7470		6654		6573	6434		6372		6511
<b>Caudal Mínimo (m3/s) =</b>	<b>6.070</b>	<b>0.422</b>	<b>3.100</b>	<b>1.312</b>	<b>0.268</b>	<b>4.873</b>	<b>5.715</b>	<b>5.069</b>	<b>2.890</b>	<b>3.694</b>	<b>5.605</b>	<b>6.142</b>
<b>Caudal Medio (m3/s) =</b>	<b>6.855</b>	<b>6.334</b>	<b>6.305</b>	<b>7.073</b>	<b>3.768</b>	<b>6.495</b>	<b>6.386</b>	<b>6.406</b>	<b>5.624</b>	<b>6.081</b>	<b>6.604</b>	<b>6.612</b>
<b>Caudal Máximo (m3/s) =</b>	<b>7.280</b>	<b>7.279</b>	<b>7.810</b>	<b>7.684</b>	<b>7.139</b>	<b>6.937</b>	<b>6.855</b>	<b>6.527</b>	<b>6.155</b>	<b>6.492</b>	<b>6.832</b>	<b>6.825</b>





Dia	2016 Caudal diario (L/s)											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	6492	789	6943	6731	4568	6159	7187	7197	6729	6471	6482	7846
2	6492		6895	6914	6042	5928	7247	7192	6564	6376	6132	7890
3	6492		6873	6815	6135	6159	7247	7192	6730	6347	6609	7890
4	6492		6897	6934	6391	6159	7247	7192	6821	6258	6644	7890
5	6598		6770	7119	6569	6159	7178	7177	6862	6258	6749	7749
6	4902	355	6804	6938	6512	6120	6788	7106	6996	6475	6749	7743
7	1699	1248	6626	6915	6432	6026	6660	7045	7093	6661	6749	7743
8		1115	6612	6576	6432	6026	6660	7045	7026	6661	6749	7653
9		1048	6681	5748	6432	6026	6741	7125	6944	6621	6612	7711
10		985	6644	5982	6432	6026	6799	7283	6831	6661	6501	7838
11		3918	6695	6020	6432	6026	6799	7161	6747	6730	6503	7755
12		6615	6658	6024	6432	6026	6768	7413	6747	6798	6657	7817
13		6610	6658	6067	6432	6095	6643	7271	6747	6648	6749	7868
14		6313	6411	2653	6432	6181	6598	7329	6747	6800	6704	7774
15		6712	6388		6294	6181	6665	7420	6747	6193	6635	7929
16		6718	6479		6309	6219	6665	7286	6752	6894	6630	7912
17		6745	6495		6334	6398	6665	7213	6810	6812	6408	7655
18	1835	6940	6465		5913	6471	6665	7288	6810	6649	6841	7412
19	5974	7007	6484		6326	6339	6795	7292	6810	6642	6796	7369
20	7195	7000	6700		6363	6408	6948	7186	6810	6686	6757	7300
21	6549	6928	6630	704	6432	6413	6958	7192	6797	6896	6757	7363
22	5770	7152	6568	5455	6432	6369	7132	7386	6685	7047	6757	6926
23	5795	7417	6573	6223	6432	6485	7117	7418	6805	7047	6757	7114
24	6745	7508	6665	6599	6417	6668	7132	7323	6795	5761	6757	3876
25	7154	7683	6640	4145	6432	6798	7132	7275	6820	4969	6826	
26	7235	7706	6624		6432	6850	7221	7275	6804	6792	6910	
27	7303	7233	6541	653	6432	6790	7275	7275	6814	6905	7103	
28	7307	7451	6513	3778	6241	6804	7275	7264	6814	6718	7040	
29	7192	7349	6507	3778	6163	6842	7275	7060	6892	6488	7045	
30	7198		6411	3848	6163	6925	5538	6678	6931	6740	7026	
31	6033		6440		6163		7275	6732		6683		
<b>Caudal Mínimo (m3/s) =</b>	<b>1.699</b>	<b>0.355</b>	<b>6.388</b>	<b>0.653</b>	<b>4.568</b>	<b>5.928</b>	<b>5.538</b>	<b>6.678</b>	<b>6.564</b>	<b>4.969</b>	<b>6.132</b>	<b>3.876</b>
<b>Caudal Medio (m3/s) =</b>	<b>6.117</b>	<b>5.462</b>	<b>6.622</b>	<b>5.331</b>	<b>6.289</b>	<b>6.336</b>	<b>6.913</b>	<b>7.203</b>	<b>6.816</b>	<b>6.571</b>	<b>6.721</b>	<b>7.501</b>
<b>Caudal Máximo (m3/s) =</b>	<b>7.307</b>	<b>7.706</b>	<b>6.943</b>	<b>7.119</b>	<b>6.569</b>	<b>6.925</b>	<b>7.275</b>	<b>7.420</b>	<b>7.093</b>	<b>7.047</b>	<b>7.103</b>	<b>7.929</b>





Dia	2017 Caudal diario (L/s)											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1		6147	294	6779	3460	5893	6464	4086	2859	6663	6111	6819
2		6313	1657	6789	3596	6032	6369	5886		6663	6189	6819
3		6291	2719	6786	5451	6056	6429	4362		5912	6425	6541
4		6384	4545	6780	5643	6127	6594	6013		6652	6706	6683
5		6255	4665	6751	5446	6196	6643	6230	3359	6737	6737	6728
6		6393	4565	6726	5483	6473	6793	6489	6817	6811	6670	6709
7		6432	4498	6773	5596	6571	6985	6465	6546	6856	6664	6709
8		6448	5260	6740	5684	6571	6690	6568	5268	6856	6709	6595
9		6491	6602	6766	5774	5942	6972	6640	4802	6933	6547	6094
10		6452	7307	5782	5317	6465	6879	6591	3115	6470	6650	5337
11		6608	7261	6783	5735	6465	6727	6552		6141	6709	4947
12		6461	7668	6961	5618	6425	6985	6721		6844	6709	5058
13	1097	6400	7760	6961	4882	6198	6985	6904	1699	6465	6709	5079
14	4619	4723	7754	7039	5396	6391	6985	6830	5992	6511	6720	5079
15	6839	2867	7760	6992	5313	6417	6985	6704	6216	6466	6525	5064
16	6914	3846	7774	5514	4927	6416	6985	6505	6191	5960	6237	4887
17	6969	4618	7805	4934	5204	6596	6985	6745	6134	6091	6243	4398
18	6713	736	7810	5728	5483	6573	6985	6846	6134	6146	6104	2937
19	5214	2801	7888	6728	5714	6674	6828	6920	6220	6163	5844	2038
20	1777	4238	7706	6946	5714	6628	6828	6961	6460	6087	5401	2071
21		2379	7596	6772	5714	6574	6857	6760	6599	5876	5775	2019
22		686	7608	6684	5576	6552	6863	6678	6583	5876	6748	1964
23			7499	6109	5592	6510	7030	6698	6809	5876	6687	3067
24			7500	6337	5665	6574	7109	6668	6809	5816	6687	3781
25			7761	6384	5498	6574	7109	6653	6881	5766	6775	4817
26			7677	6337	5721	6445	7173	6600	6942	5766	6819	5277
27			7422	6251	5798	6439	7109	6554	6942	5849	6819	5770
28			7419	4190	5960	6405	7109	6462	6942	5982	6819	5751
29	2417		7384	3436	5719	6675	7109	6514	6905	6193	6819	5626
30	6175		7387	4061	5671	6494	7109	6762	6872	6203	6711	5601
31	6226		7502		5818		6195	6717		6096		5689
<b>Caudal Mínimo (m3/s) =</b>	<b>1.097</b>	<b>0.686</b>	<b>0.294</b>	<b>3.436</b>	<b>3.460</b>	<b>5.893</b>	<b>6.195</b>	<b>4.086</b>	<b>1.699</b>	<b>5.766</b>	<b>5.401</b>	<b>1.964</b>
<b>Caudal Medio (m3/s) =</b>	<b>4.996</b>	<b>4.999</b>	<b>6.518</b>	<b>6.261</b>	<b>5.425</b>	<b>6.412</b>	<b>6.867</b>	<b>6.454</b>	<b>5.844</b>	<b>6.281</b>	<b>6.509</b>	<b>5.031</b>
<b>Caudal Máximo (m3/s) =</b>	<b>6.969</b>	<b>6.608</b>	<b>7.888</b>	<b>7.039</b>	<b>5.960</b>	<b>6.675</b>	<b>7.173</b>	<b>6.961</b>	<b>6.942</b>	<b>6.933</b>	<b>6.819</b>	<b>6.819</b>

