

01162
7

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

**LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y LA APLICACIÓN DE
MICROCENTRALES EN EL ACUEDUCTO RÍO COLORADO-TIJUANA**

TESIS

Que para obtener el grado de:

**MAESTRO EN INGENIERÍA
(HIDRÁULICA)**

PRESENTA:

ILDEFONSO LÓPEZ GONZÁLEZ

DIRECTOR: Dr. RAFAEL CARMONA PAREDES



2003

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

7



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas •
UNAM a difundir en formato electrónico el
contenido de mi trabajo respectivo

NOMBRE: J. DIEGO
LOPEZ GONZALEZ

FECHA: 19 FEBRERO 2005

FIRMA: [Firma]

RESUMEN

La grave crisis energética mundial ha generado una tendencia hacia el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales. La generación de energía aprovechando los combustibles fósiles como el carbón, diesel y gas, está cambiando para aprovechar la fuerza del agua, los rayos solares, las mareas y el viento en la generación de electricidad.

En este trabajo se presenta la evolución de la hidroelectricidad mundial y de México, se consideran sobre todo a las plantas pequeñas. Se presenta una definición de microcentral acorde con la situación de nuestro país, también se incluyen las características de centrales con turbinas de bulbo, hidroturbinas verticales y el caso de una pequeña turbina Thropton utilizada en el Sudán. Así mismo, se analiza la factibilidad técnica y económica para sustituir placas de orificio por pequeñas generadoras de energía eléctrica. La conducción donde se localizan las placas de orificio, es el tramo a gravedad del acueducto Río Colorado - Tijuana. Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones del trabajo.

El estudio no presenta tecnologías nuevas pero está enfocado al aprovechamiento óptimo de la energía, razón por la cual se puede considerar acorde con las tendencias actuales del mundo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2

"...Hemos de matar en los gigantes a la soberbia; a la envidia en la generosidad y buen pecho; a la ira en el reposado continente y quietud del ánimo; a la gula y al sueño, en el poco comer que comemos y en el mucho velar que velamos; a la lujuria y lascivia, en la lealtad que guardamos a las que hemos hecho señoras de nuestros pensamientos; a la pereza, con andar por todas las partes del mundo, buscando las ocasiones que nos puedan hacer y hagan, sobre cristianos, famosos caballeros. Ves aquí, Sancho, los medios por donde se alcanzan los extremos de alabanzas que consigo trae la buena fama."

Miguel de Cervantes Saavedra, 1615

AGRADECIMIENTOS

Dedicado con gran cariño, admiración y respeto para mis padres a quienes les debo la vida y todas sus enseñanzas. Debo agradecer la comprensión de mi esposa por el tiempo que dejé de brindarle para atender el presente estudio, sea éste un reconocimiento para ella por su paciencia y cariño. Espero que el presente trabajo sirva como ejemplo a Ildelfonso y Alejandro, mis hijos, para fincarse metas y superarlas con dedicación y esmero. No puedo dejar de mencionar que este trabajo también representa un homenaje a la memoria de una gran persona, un excelente profesional y sobre todo un gran amigo, el Ing. Juan Carlos Blas Sánchez. Por último un agradecimiento al Dr. Rafael Carmona Paredes por sus observaciones, y a la empresa CIEPS Consultores, S.A. de C.V. por su apoyo durante toda mi carrera profesional, en especial al M.I. Oscar Vega Roldán.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3

CONTENIDO

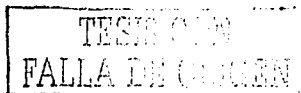
	Página
Introducción	2
1. Definición e Historia	4
2. Panorama internacional	12
2.1 Las microcentrales en el mundo	14
2.2 Plantas de rebombeo	16
2.3 Principales causas de fallas en las microcentrales	18
2.4 Ventajas, desventajas y perspectivas	20
3. Panorama nacional	22
3.1 Capacidad instalada actual	22
3.2 Reseña del desarrollo hidroeléctrico en México	24
3.3 Las microcentrales en México	29
3.4 Perspectivas del desarrollo hidroeléctrico	31
4. Descripción general de las microcentrales	33
4.1 Centrales con turbinas de bulbo	33
4.2 Pequeñas hidroturbinas verticales	36
4.3 Pequeña turbina para riego y generación según Thropton, Inglaterra	39
5. Aplicación al acueducto Río Colorado-Tijuana	41
5.1 Descripción general del acueducto	41
5.2 Origen y características de las estructuras quiebracarga	46
5.3 Capacidad instalada aprovechando la pérdida de energía	49
5.4 Arreglo general	51
6. Descarga del acueducto	53
6.1 Descripción de la descarga actual del acueducto	53
6.2 Planteamiento de solución	54
6.3 Dimensionamiento general	55
7. Inversiones, beneficios y costos	59
7.1 Costos	59
7.2 Beneficios económicos y no económicos	62
7.3 Justificación del proyecto	63
Conclusiones y recomendaciones	65
Bibliografía	67

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

INTRODUCCIÓN

El final del siglo XX estuvo marcado por grandes avances tecnológicos, sin embargo la crisis del petróleo ha impuesto la necesidad de buscar nuevas alternativas para el aprovechamiento de la energía. Por ejemplo, en la actualidad existen pequeñas turbinas para generación de energía eléctrica movidas por gas (automóviles), diesel (casas habitación), nitrógeno líquido (automóviles) y agua (hidroeléctricas). Las tendencias modernas están enfocadas a la óptima utilización de la energía. Las microcentrales hidráulicas deben ofrecer un alto rendimiento para respaldar la inversión inicial y un mantenimiento continuo.

Los países europeos están preocupados por los altos costos ambientales que se pagan por la generación de energía eléctrica en centrales termoeléctricas que funcionan a base de combustibles fósiles como el carbón y el diesel. La tendencia actual consiste en construir un gran número de microcentrales movidas por la fuerza del agua, sin que ello tenga un impacto ecológico importante. Otra alternativa utilizada son las centrales de rebombeo (bombeo-generación) que trabajan con bombas y turbinas o con equipos que integran las dos funciones, bombas-turbinas: el agua se bombea durante el día hacia depósitos elevados (consumo de energía) y se genera (producción de energía eléctrica) durante la noche.



Las ventajas de considerar microcentrales para controlar la energía del agua en un acueducto, en lugar de placas de orificio generadoras de pérdidas de carga, se obtienen del aprovechamiento de la energía en lugar de perderla totalmente. La inversión inicial requerida deberá quedar justificada con los beneficios económicos que resulten de la venta o uso de la electricidad. Cuando trabajan interconectadas a una red, las hidroeléctricas ofrecen la ventaja de funcionar como auxiliares en las horas de mayor demanda de electricidad por su facilidad de arranque y paro, y no generan contaminantes que afectan al ambiente.

En este trabajo se pretende recopilar información y proponer opciones viables tanto técnica como económicamente, para aprovechar energía hidráulica disponible en algunos acueductos, como es el caso del Río Colorado-Tijuana, en el que se han colocado dispositivos especiales para provocar pérdidas de carga por resultar excesiva y perjudicial al sistema. Con los resultados obtenidos se pretende elaborar una propuesta para instalar centrales de microgeneración para consumo local o interconectadas a la red general del país.

En México, los cambios en la legislación relacionados con la generación de energía eléctrica, poco a poco están permitiendo la participación del sector privado en el sector energético, en este trabajo se analizan las posibilidades que tienen el Gobierno Federal y los particulares para invertir en la generación.

Uno de los objetivos de esta tesis es contribuir con la recopilación y comentario de ideas, para lograr un óptimo aprovechamiento de la energía al sustituir una placa de orificio por una pequeña planta de generación eléctrica. Para ello se incluye una reseña histórica del desarrollo de las turbinas, un análisis del panorama nacional e internacional referente a las microcentrales, algunas alternativas para el aprovechamiento óptimo de la energía y se analiza el caso del acueducto Río Colorado-Tijuana, actualmente en operación. Se hace un análisis de beneficios y costos para finalmente, elaborar las conclusiones y recomendaciones del trabajo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPÍTULO 1

DEFINICIÓN E HISTORIA

En esta tesis se considerará a una microcentral como una "pequeña" planta generadora de energía eléctrica. La transformación de energía se lleva a cabo de la siguiente manera: la turbina hidráulica es una turbomáquina motora, por lo tanto es una máquina que absorbe energía del fluido y la convierte en energía mecánica; la energía mecánica es tomada por el generador para transformarla en energía eléctrica. En el presente trabajo se hará un análisis más profundo de las turbinas, dejando fuera al generador y a la línea de transmisión.

En el párrafo anterior aparece la palabra "pequeña" al hacer referencia a la microcentral, pero ¿qué es pequeño?. Para responder conviene hacer una comparación respecto a una central grande. La mayor parte de los países utilizan la potencia como parámetro de comparación entre grandes y pequeñas centrales hidroeléctricas, y el resto la carga y/o el gasto. De acuerdo con el país, en la tabla 1.1 se presenta la definición de microcentral hidroeléctrica.

Estados Unidos (Ref. 3)	Centrales de gran potencia Pequeñas hidroeléctricas: Centrales de pequeña potencia Minihidroeléctricas Microhidroeléctricas	$P > 10 \text{ MW}$ $1 \text{ MW} < P < 9.99 \text{ MW}$ $100 \text{ kW} < P < 999 \text{ kW}$ $P < 99 \text{ kW}$
Francia (Ref. 6)	Microcentrales	$100 \text{ kW} < P < 1 \text{ MW}$ Y $1.5 \text{ m} < H < 12.0 \text{ m}$
Alemania, Italia, España y Suiza (Ref. 5)	Microcentrales	$P < 10 \text{ MW}$
India (Ref. 13)	Pequeñas Minihidroeléctricas Microcentrales	$2 \text{ MW} < P < 15 \text{ MW}$ $0.10 \text{ MW} < P < 2 \text{ MW}$ $P < 100 \text{ kW}$
Indonesia (Ref. 11)	Grandes Minihidroeléctricas Microcentrales	$P > 5 \text{ MW}$ $151 \text{ kW} < P < 5 \text{ MW}$ $P < 150 \text{ kW}$

Tabla 1.1 Clasificación de las centrales hidroeléctricas

En México se tiene una definición de las centrales hidroeléctricas usando para ello la carga y el gasto (Ref. 21):

Planta de baja caída	$H < 30 \text{ m}$
Planta de mediana caída	$30 \text{ m} < H < 150 \text{ m}$
Planta de alta caída	$150 \text{ m} < H < 300 \text{ m}$
Planta de muy alta caída	$300 \text{ m} < H < 2000 \text{ m}$
Gasto pequeño	$5 \text{ m}^3/\text{s}$
Gasto mediano	$25 \text{ m}^3/\text{s}$
Gasto grande	$> 25 \text{ m}^3/\text{s}$

Otra clasificación de las plantas hidroeléctricas que incluye a las microcentrales, se refiere a:

- Plantas de energía conectadas a la red principal llamado sistema centralizado.
- Plantas de energía provistas de una distribución aislada de la red principal conocida como sistema descentralizado.

Históricamente, primero se tuvieron fábricas localizadas cercanas a una planta hidroeléctrica para aprovechar la energía directamente. Conforme se desarrolló la tecnología de los conductores, surgió la posibilidad de generar energía eléctrica para disponer de ella en sitios lejanos; esta situación sumada a la variación de la demanda, dio origen a una conveniencia, tener una red de interconexión como existe en México y muchos otros países del mundo.

En la definición de una microcentral no se considera si la energía se incorpora a la red principal o se utiliza para el autoconsumo, pero es importante conocer estas dos posibilidades, porque puede ser útil en el análisis económico que se presenta más adelante.

Para los fines del presente trabajo, una microcentral será una planta de gasto pequeño $Q < 5 \text{ m}^3/\text{s}$, de mediana a baja caída $H < 100 \text{ m}$ y que por lo tanto, dispone de turbinas con una potencia de generación conjunta menor que los 10 MW.

Las hidroeléctricas han tenido una evolución paralela a la de las turbinas e inventos como el dínamo o generador, la lámpara incandescente, los conductores, reguladores y medidores de energía eléctrica.

La primera máquina hidráulica usada fue la rueda tangencial que apareció en Alejandría y Egipto en los principios de la era cristiana. Después de la conquista del Imperio Romano por parte de los Arabes en el 640 D.C., un molino de viento con eje vertical fue desarrollado en Persia (hoy Irán), es el principio del largo camino que deberá recorrer la técnica hasta llegar a las máquinas conocidas hoy en día.

Entre los siglos XII y XIII, durante las Cruzadas, los Musulmanes aportaron ideas para mejorar la rueda hidráulica, ésta fue introducida en Europa por los Romanos y se le considera como la precursora de la turbina moderna. Aunque era conocida por los Romanos (Vitruvius), no fue usada extensivamente hasta el siglo XIV en el molido de granos, aserraderos de madera, fábricas textiles y más adelante en la operación de las manufactureras. Todavía se reporta el uso actual de una rueda hidráulica de eje horizontal con eficiencia del 60 al 65%, que produce 2.4 kW para 24 casas en una

localidad de Sri Lanka desde 1991. La rueda tiene 2.5 m de diámetro y se construyó con restos de un tractor y un motor de inducción como generador, opera con 4 m de carga y un gasto de 100 l/s, girando a una velocidad de 10 rpm.

Para finales del siglo XVII y principios del XVIII, el físico y matemático francés Antoine Parent (1666-1716), encontró que el ángulo apropiado para el marco de las aspas de un molino de viento, varía según la relación entre la velocidad y la distancia radial. Para finales del siglo XVII las matemáticas entraron en una etapa de aplicación basadas en los fenómenos físicos, se inició el cambio del arte empírico hasta llegar a formular los principios básicos del movimiento de fluidos.

Bernard Forest de Belidor fue un ingeniero militar e hidráulico del siglo XVIII, sus ruedas hidráulicas parten de la convención de tener un eje de rotación vertical y están encerradas en un gran cilindro de aproximadamente 1 m de diámetro. La eficiencia de la rueda hidráulica era de tan sólo un 15 a 20 %.

Posteriormente, las turbinas hidráulicas desarrollaron un gran adelanto a finales del siglo XVIII y principio del XIX, durante el período de 1750-1850. La clásica rueda hidráulica de eje horizontal fue mejorada por ingenieros, como es el caso del inglés John Smeaton (1724-1792) quien en sus libros describió el primer modelo experimental registrado, y el francés J.V. Poncelet (1788-1867). Se obtuvo, entonces, una rueda con eficiencias entre 60 y 70 % (turbinas de reacción).

El nacimiento de la hidrodinámica se les atribuye a cuatro matemáticos contemporáneos del siglo XVIII: Daniel Bernoulli, Leonhard Euler amigo de Nikolaus y Daniel Bernoulli, Clairaut y d'Alambert. Uno de ellos, el gran matemático suizo Leonhard Euler (1707-1783), en sus memorias de Berlín en 1756, escribió sobre las fuerzas actuantes en las aspas de un molino de viento y sobre la teoría de las máquinas de reacción. Dos matemáticos que contribuyeron a extender los trabajos de Euler fueron Joseph Louis Lagrange (1736-1813) y Pierre Simon Laplace (1749-1827). Estas máquinas fueron, en efecto, máquinas de flujo radial exterior.

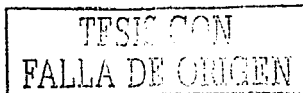
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Aproximadamente al mismo tiempo en que los hermanos Webers publicaban en 1825 un libro sobre experimentos de aleaje, Claude Burdin (1790-1873), un profesor de ingeniería francés de la Escuela de Minas de Saint Etienne, introdujo el término de "turbina" y presentó un análisis teórico con el cual contribuyó en mucho al conocimiento sobre los principios de operación de las turbinas hidráulicas. Los trabajos de Claude Burdin fueron de carácter teórico mas que práctico, refiriéndose a su alumno Fourneyron escribió: "*Si no hago máquinas buenas, al menos una diría que tengo que hacer un buen maquinista, el cual es de un valor todavía mayor*".

En el siglo XIX ingenieros e investigadores franceses encontraron que el agua es una de las más abundantes fuentes de generación de energía que existen. Un alumno de Burdin, Benoit Fourneyron (1802-1867) fue el responsable de poner en práctica la teoría de su maestro. Obtuvo turbinas con eficiencias del orden del 80%. Se considera a Fourneyron como el primero en haber desarrollado una turbina hidráulica moderna, en 1833. Fourneyron pasó el resto de su vida fabricando unas 100 turbinas en Francia y el resto de Europa, algunas de sus turbinas aún operan en los Estados Unidos. Las turbinas centrífugas Fourneyron eran diseñadas para condiciones de carga de hasta 114 m y velocidades tan altas como 2,300 rpm.

El primer investigador hidráulico notable de los Estados Unidos, fue James Bicheno Francis (1815-1892). Aunque nació en Inglaterra, emigró a los Estados Unidos en sus primeros años. En 1844 presentó el diseño de una turbina similar al de Fourneyron pero provista de un acceso cónico, la guía de las aspas era inclinada y la rueda de desfogue seguida por un simple difusor sumergido. Este tipo de turbinas tuvo que ser patentado en 1838 por Samuel B. Dowd, pues el mismo Francis no supo si la unidad resultaba suficientemente diferente para ser patentada. Sin embargo estas turbinas finalmente han sido asociadas con el nombre de Francis, como las conocemos hoy.

Estadounidense de nacimiento, Lester Allen Pelton (1829-1908) no tuvo éxito como minero y se fue a California, construyó un pequeño número de ruedas impulsadas con paletas en forma de copas. En 1878 escribió sobre el mejoramiento de la eficiencia de ruedas semejantes y construyó diferentes formas de paletas incluyendo



una en forma de ostra e inclinada. En 1880 construyó un modelo en California y patentó la rueda que lleva su nombre, hoy la conocemos como turbina Pelton.

Por sus grandes inventos, Thomas Alba Edison es uno de los grandes precursores del desarrollo de la electricidad. Nació en 1847 y murió el 18 de octubre de 1931. En 1879 patentó el invento de la lámpara incandescente. En 1878 pensó en todo lo referente para un sistema de iluminación en gran escala, para ello debía considerar una fuerte producción de energía eléctrica, su distribución y su división y subdivisión en pequeñas unidades, necesitaba:

- Una lámpara que proporcionara la misma luz que un mechero de gas que lograría construyendo su propia fábrica de lámparas.
- Un contador para determinar la cantidad de energía que se le suministraba.
- Conductores aptos (aéreos o bajo tierra) y sus conexiones.
- Reguladores de la corriente y medios para proteger a las lámparas de una brusca y violenta fluctuación de la corriente.
- Dinamos potentes que transforman la fuerza de vapor en energía eléctrica.

Edison comparó el suministro de electricidad al del agua o el gas. Construyó la primera estación o central eléctrica en Nueva York, el 4 de septiembre de 1882; contaba con nueve dinamos y cada uno alimentaba a 1.200 lámparas.

Las contribuciones de Edison son muy importantes, de no haberse pensado en una distribución de energía eléctrica en gran escala, posiblemente las hidroeléctricas no se hubieran desarrollado como las conocemos hoy en día.

Como ya se mencionó, en su origen las plantas hidroeléctricas servían para consumo de energía local, en otras palabras, las fábricas estaban localizadas cercanas a la planta para aprovechar la energía directamente. La capacidad de estas plantas era del orden de 100 kW (Ref. 3) y se utilizaban en el molido de granos, aserraderos de madera y fábricas textiles. El problema consistía en que no se disponía de

conductores capaces de llevar la energía a zonas alejadas. La transmisión de energía a largas distancias resultó económica en los Estados Unidos a partir de 1901.

En 1904 Hermann Föttinger (1877-1945) del Instituto Politécnico de Berlín, contribuyó notablemente al inicio de las investigaciones sobre el problema de la cavitación en bombas y turbinas. Fue hasta 1922 cuando Lewis Ferry Moody (1880-1953) introdujo por primera vez el parámetro de cavitación, lo asoció con el nombre de Dieter Thoma (1881-1943).

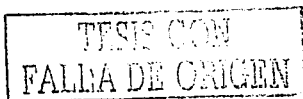
Hacia 1912 Víctor Kaplan (1876-1934), profesor alemán, realizó los primeros experimentos con la turbina que lleva su nombre. De 1910 a 1924 experimentó con las turbinas de hélice con aspas orientables, finalmente en 1925 se puso en marcha la primera turbina Kaplan de grandes dimensiones.

En 1956 un ingeniero Suizo llamado Dériaz, inventó la turbina que lleva su nombre, se presta para usarse como bomba turbina y representa una alternativa para las plantas de rebombeo. Las primeras turbinas Dériaz se construyeron para la central de rebombeo Sir Adam Beck en el Niágara de Canadá (Ref. 2).

En estos 250 años de pleno desarrollo, muchas ideas han sido estudiadas para llegar hoy en día a eficiencias hasta del 96 % en grandes turbinas.

En la figura 1.1 se presenta el desarrollo de las plantas hidroeléctricas grandes y pequeñas en los Estados Unidos, desde 1882 hasta nuestros días. En Europa se tiene un comportamiento muy parecido. Se puede apreciar que las microcentrales tuvieron un desarrollo importante hasta 1940 cuando empezaron a ser desplazadas por las grandes centrales y las plantas de rebombeo. A partir de 1980 se aprecia un repunte de las microcentrales y a finales del siglo XX se les dio una gran importancia por cuestiones ecológicas y de funcionalidad, situación que prevalece hasta nuestros días.

En la actualidad se fabrican turbinas tipo Francis, Kaplan, Pelton y de Bulbo. En la tabla 1.2 aparecen los rangos que cubre cada una de ellas.



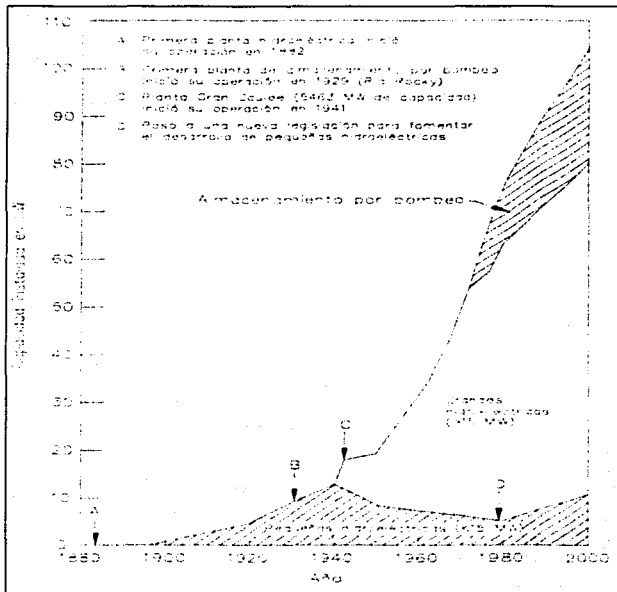


Fig. 1.1 Capacidad hidroeléctrica instalada en los Estados Unidos 1882-2000. (Ref.3)

Tipo	Carga (m)		Capacidad (kW)	
	Minima	Máxima	Minima	Máxima
Pelton	<2	2.000	0.1	500.000
Francis	<2	1.000	0.1	1'000.000
Kaplan	<2	200	0.5	500.000
Bulbo	<2	40	2.0	100.000

Tabla 1.2 Características de las turbinas que se fabrican actualmente (Ref. 3).

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

CAPÍTULO 2

PANORAMA INTERNACIONAL

Para la generación de energía eléctrica se pueden utilizar tanto recursos renovables como no renovables, en los primeros está el agua, sol, viento y mareas; y en los segundos el petróleo, carbón, gas, uranio y fuentes geotérmicas. Para la producción de electricidad, en un principio se utilizaron los recursos no renovables como el carbón y el petróleo, pero actualmente la mentalidad de las naciones está cambiando debido a la crisis energética, así como a la importancia que ha tomado la ecología en la conservación del medio ambiente.

Una de las fuentes de energía con gran mercado en todo el mundo es el agua. Desde tiempos de Leonardo da Vinci se reconocía que el poder del agua era superior a la capacidad de dominio del hombre, pero no se aprovechaba pues aún era desconocida la electricidad. Hasta finales del siglo XIX se inicia la generación de electricidad aprovechando la energía cinética del agua; actualmente esta es una industria floreciente.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Para revisar algunas cifras del total de producción de energía eléctrica en el mundo, en 1925 sólo el 0.6% se producía con hidroeléctricas; para 1971 éste porcentaje aumentó al 22% y, en la actualidad, aproximadamente una cuarta parte de la energía eléctrica generada, se produce con hidroeléctricas grandes y pequeñas.

En la Fig. 2.1 se presenta el desarrollo que han tenido las hidroeléctricas en el mundo. El incremento en la producción fue muy alto de 1925 a 1971, 16 veces en 46 años; para el lapso de 1971 a 1988 el incremento fue solamente de 1.5 veces en 17 años.

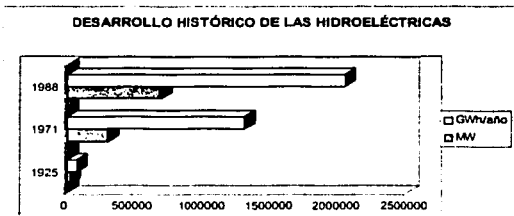


Fig. 2.1 Desarrollo histórico de las hidroeléctricas (Ref. 1 y 9).

En la tabla 2.1 se muestra la distribución histórica de la producción de energía hidroeléctrica a nivel mundial. Se puede ver que Europa occidental, Estados Unidos, Rusia, Canadá y Latinoamérica ocupan un lugar importante, lo anterior se muestra en forma gráfica en la figura 2.2.

Año	1925				1971				1988 Ref. 9		
	Zona o nación	MW	%	GWh	%	MW	%	GWh	%	GWh	%
Estados Unidos	8,800	33.33	-	-	53,404	17.39	256,781	19.64	536,127	26.23	-
Canadá	3,600	13.64	-	-	32,501	10.58	178,169	13.63	-	-	-
Europa occidental	10,000	37.88	30,833	39.19	97,822	31.85	366,533	28.04	436,269	21.34	-
Latinoamérica	-	-	3,155	4.01	23,078	7.51	109,799	8.40	362,800	17.75	-
Rusia	-	-	268	0.34	31,500	10.26	123,000	9.41	219,800	10.75	-
Otros del este de Asia	-	-	-	-	14,521	4.73	54,954	4.20	170,937	8.36	-
Sud-Asia	-	-	368	0.47	12,469	4.06	60,902	4.66	109,177	5.34	-
Japon	3,000	11.36	-	-	19,897	6.48	82,270	6.29	87,384	4.27	-
Europa oriental	-	-	268	0.34	6,176	2.01	15,784	1.21	49,107	2.40	-
Australia	-	-	343	0.44	4,310	1.40	12,353	0.94	36,945	1.81	-
África	1,000	3.79	65	0.08	8,154	2.65	30,168	2.31	35,775	1.75	-
Nueva Zelanda	-	-	306	0.39	3,200	1.04	16,000	1.22	-	-	-
Oceania	-	-	-	-	99	0.03	544	0.04	-	-	-
Total		26,400	100.00	78,678	100.00	307,131	100.00	1,307,257	100.00	2,044,321	100.00

Tabla 2.1 Distribución histórica de la producción de energía hidroeléctrica en el mundo.

* Incluye a Estados Unidos y Canadá.

GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA EN EL MUNDO

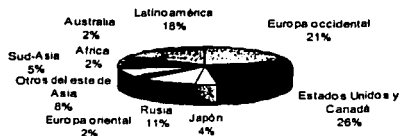


Fig. 2.2 Generación hidroeléctrica en el mundo.

2.1 Las microcentrales en el mundo

Con relación a las microcentrales, objeto del presente trabajo, el Banco Mundial reconoce que, de 100 países desarrollados, 28 tienen programas de pequeñas centrales hidroeléctricas (Ref. 3).

En países europeos como Alemania, Italia, España y Suiza, se utilizan microcentrales como auxiliares de las plantas principales. Se pueden considerar cada una de ellas como única estación generadora o para auxiliar y sustituir otros equipos.

En diciembre de 1997, en una Conferencia Mundial de Energía de Kyoto, Japón (Ref. 19), una de las conclusiones más importantes fue la necesidad urgente de reducir y/o atenuar la emisión de ciertos gases a la atmósfera. Una de las acciones para lograrlo se basa en sustituir plantas generadoras de electricidad que utilizan residuos fósiles, por sistemas que utilizan recursos renovables como el agua, sol, mareas y viento.

Actualmente, la Unión Europea hace intentos para incrementar el uso de los recursos renovables para la producción de electricidad, en la figura 2.3 se puede ver que el uso de la biomasa y de la energía eólica tiene la expectativa de incrementarse en forma importante. Se suman las pequeñas y grandes hidroeléctricas, las cuales han tenido un gran impulso desde la década de los 1990's. La gráfica muestra planes ya cumplidos en 1995 y expectativas para el 2010 (Ref. 19).

INTRODUCCIÓN DE PLANES DE CREACIÓN DE ENERGÍA CON RECURSOS RENOVABLES (UNION EUROPEA)

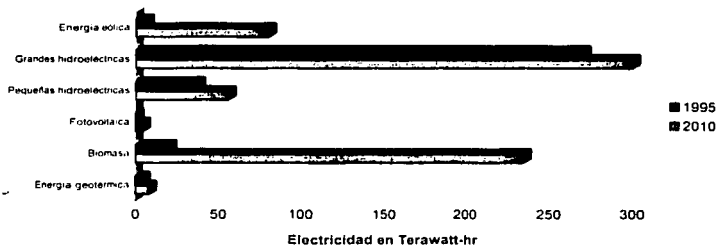


Figura 2.3 Planes de creación de energía con recursos renovables en Europa.

Como una muestra de la situación que guardan los microcentrales en el mundo, se puede ver la Tabla 2.2 en donde aparecen las condiciones actuales y el potencial de las microcentrales en varios países de Europa, Asia, África y América. Entre toda la información presentada en la Tabla 2.2, conviene mencionar los siguientes puntos:

- Poco más de una cuarta parte de los mercados de la Unión Europea han sido liberados, en esa zona se dispone de un potencial de 14,000 MW. En Italia y Portugal ya participa la iniciativa privada en el sector eléctrico, ambos tienen programas para rehabilitar las microcentrales existentes.
- Un 25% de la capacidad hidroeléctrica instalada en los Estados Unidos para el año 2000, correspondía a plantas de rebombéo.
- Desde 1997 la India tiene un Plan Maestro de estandarización de microcentrales. El Gobierno fomenta la participación de la iniciativa privada en el sector eléctrico con subsidios y concesiones.
- Indonesia tiene un programa para construcción de microturbinas pero el número de equipos (dos plantas por año) no garantiza el desarrollo del mercado.
- Existen países como Afganistán con graves problemas de generación de energía, el 36% de sus centrales hidroeléctricas tienen 50 años o más, se requiere de una rehabilitación total de las mismas siendo el 22% microcentrales.

País y región	Países Bajos						Alemania						Reino Unido			Energía hidroeléctrica	Energía solar	Energía eólica	Energía geotérmica	Energía nuclear										
	1970	1980	1990	2000	2010	2015	1970	1980	1990	2000	2010	2015	1970	1980	1990															
Italia (Ref. 12 y 15)	254 (27%)	258 (24%)	257 (24%)	325 (22.6%)	549 (25.7%)	3.325 (24.7%)	274 (16.4%)	274 (16.4%)	274 (16.4%)	274 (16.4%)	274 (16.4%)	274 (16.4%)	30 000 (27.1%)	30 000 (27.1%)	30 000 (27.1%)	33% (1970) 19.3% (2015)	16.152	410	150	11	1	EHEC Renovables hidroeléctrica energía eólica	Comenzadas desde 1970 27 plantas renovables en los últimos 10 años con potencia de 40 a 50 MW	261 (170% con 200 MW)	420	1.900	1.25 MWh/año*	135 MWh/año*	2.500 MWh/año*	100 MW del sector de gobierno
Portugal (Ref. 2)																					EDP (privatizada)		106 (15.500 MWh/año)	220	1.140	2.500 MWh/año*	122 MWh/año*	2.200 MWh/año*	100 MW del sector de gobierno	
Unión Europea (Ref. 20)																														
Estados Unidos (Ref. 3)																														
India (Ref. 13)	En 2017 se inauguró un gran proyecto de energía eólica en el estado de Karnataka. En 2018 se inauguró un gran proyecto de energía eólica en el estado de Karnataka.						En la década de los 1970 y 1980 se completaron 341 proyectos de hidroeléctricas con una potencia total de 165.500 MW (100 x 1.600 MW)																	54.244 MW (25% de potencia y 77% de la capacidad instalada) (11.700 x 1.600 MW)					Hidroeléctrica del sector privado. El gobierno compra electricidad como respaldo de generación	
Indonesia (Ref. 14)	En 2017 se inauguró un gran proyecto de energía eólica en el estado de Karnataka. En 2018 se inauguró un gran proyecto de energía eólica en el estado de Karnataka.						En la década de los 1970 y 1980 se completaron 341 proyectos de hidroeléctricas con una potencia total de 165.500 MW (100 x 1.600 MW)																	15.500						Hidroeléctrica del sector privado. El gobierno compra electricidad como respaldo de generación
Albania (Ref. 16)	En 2017 se inauguró un gran proyecto de energía eólica en el estado de Karnataka. En 2018 se inauguró un gran proyecto de energía eólica en el estado de Karnataka.						En la década de los 1970 y 1980 se completaron 341 proyectos de hidroeléctricas con una potencia total de 165.500 MW (100 x 1.600 MW)																							Hidroeléctrica del sector privado. El gobierno compra electricidad como respaldo de generación
Brasil (Ref. 17)	En 2017 se inauguró un gran proyecto de energía eólica en el estado de Karnataka. En 2018 se inauguró un gran proyecto de energía eólica en el estado de Karnataka.						En la década de los 1970 y 1980 se completaron 341 proyectos de hidroeléctricas con una potencia total de 165.500 MW (100 x 1.600 MW)																							Hidroeléctrica del sector privado. El gobierno compra electricidad como respaldo de generación
China (Ref. 18)	En 2017 se inauguró un gran proyecto de energía eólica en el estado de Karnataka. En 2018 se inauguró un gran proyecto de energía eólica en el estado de Karnataka.						En la década de los 1970 y 1980 se completaron 341 proyectos de hidroeléctricas con una potencia total de 165.500 MW (100 x 1.600 MW)																							Hidroeléctrica del sector privado. El gobierno compra electricidad como respaldo de generación
Japón (Ref. 19)	En 2017 se inauguró un gran proyecto de energía eólica en el estado de Karnataka. En 2018 se inauguró un gran proyecto de energía eólica en el estado de Karnataka.						En la década de los 1970 y 1980 se completaron 341 proyectos de hidroeléctricas con una potencia total de 165.500 MW (100 x 1.600 MW)																							Hidroeléctrica del sector privado. El gobierno compra electricidad como respaldo de generación
Corea del Sur (Ref. 21)	En 2017 se inauguró un gran proyecto de energía eólica en el estado de Karnataka. En 2018 se inauguró un gran proyecto de energía eólica en el estado de Karnataka.						En la década de los 1970 y 1980 se completaron 341 proyectos de hidroeléctricas con una potencia total de 165.500 MW (100 x 1.600 MW)																							Hidroeléctrica del sector privado. El gobierno compra electricidad como respaldo de generación
India (Ref. 22)	En 2017 se inauguró un gran proyecto de energía eólica en el estado de Karnataka. En 2018 se inauguró un gran proyecto de energía eólica en el estado de Karnataka.						En la década de los 1970 y 1980 se completaron 341 proyectos de hidroeléctricas con una potencia total de 165.500 MW (100 x 1.600 MW)																							Hidroeléctrica del sector privado. El gobierno compra electricidad como respaldo de generación

* El promedio de una micropantalla construida en 2017 en India requiere las emisiones de CO2 en 4.100 toneladas por megawatt hora. En 2018, la micropantalla construida en China requiere las emisiones de CO2 en 3.100 toneladas por megawatt hora. En 2019, la micropantalla construida en España requiere las emisiones de CO2 en 2.100 toneladas por megawatt hora. (Ref. 23)

Tabla 2.2 Panorama internacional de las micropantallas.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Otra forma de hidrogenación, además de la que utiliza la energía del agua de los ríos, es el aprovechamiento de la energía de las mareas. Pequeñas plantas maremotrices pueden proveer de energía a puertos donde no se disponga de combustibles locales. La primera planta hidroeléctrica movida por la marea fue desarrollada en los 1960's; se localizó en el estuario de La Rance, al norte de Francia, y tiene capacidad para generar 240 MW.

Desde la planta de La Rance, sólo unas cuantas plantas maremotrices han sido desarrolladas: en China se tiene una planta de 10 MW (1986) y otras pequeñas; en Canadá existe una planta de 18 MW (1984); en la Unión Soviética se tiene una planta de 400 kW (Ref. 3). Por razón natural, todos los proyectos de plantas maremotrices son de baja carga, llegando hasta 11 m.

Las plantas maremotrices tienen una gran ventaja, aunque son muchas las turbinas por colocar, su construcción se puede estandarizar de tal forma que resultan más baratas comparadas con las turbinas de las plantas hidroeléctricas construidas en los ríos.

2.2 Plantas de rebombeo

Para aprovechar la variación horaria de la demanda de energía eléctrica, se ha considerado a la acumulación hidráulica por bombeo (rebombeo) como una fuente de generación. El objetivo de estas plantas es almacenar agua en un embalse superior durante cierto tiempo del periodo de baja demanda y luego dejarla fluir por las turbinas en los periodos con máxima demanda de energía eléctrica.

Este tipo de centrales tiene gran demanda en países desarrollados, son varias las razones: una razón de economía como es el alto costo por las maniobras de paro y arranque de las centrales térmicas convencionales y nucleares; el agua puede ser usada varias veces; se bombea con energía barata en los momentos en que hay poca demanda y se genera para producir y vender energía cara o energía de picos;

cuando la demanda es baja, se tiene un excedente de energía, ésta se puede acumular en la forma de un almacenamiento de agua en un embalse superior; y finalmente, el ciclo bombeo - generación puede ser diario, semanal o mensual.

El funcionamiento de una planta de rebombeo tiene sus bases en la ley de demanda de energía eléctrica. El comportamiento de la demanda no es constante y varía a lo largo del día y a través del año, el tipo de actividad (industrial y/o residencial) en el cual se utilice la electricidad también afecta a la curva de demanda. En forma general se puede hablar del comportamiento siguiente: entre las 12 de la noche y las 6 de la mañana se presenta una demanda baja de energía; durante el día se observa un primer pico alrededor del medio día cuando trabajan las industrias, el comercio, las oficinas, etc.; viene después una baja a la hora de la comida para que después aumente hasta llegar al pico máximo entre las 20 y 22 horas.

Dentro del análisis de factibilidad económica de este tipo de plantas, se considerará el hecho de que cada parada y nuevo arranque (ciclo bombeo - generación), aumentan el consumo de combustible y el costo de mantenimiento del sistema. Por supuesto, no se puede tener un ciclo perfecto porque los equipos (bomba, turbina) no tienen una eficiencia del 100%.

Cuando se tiene un sistema nacional interconectado, el aprovechamiento de la energía es más racional, por ello muchos países del mundo lo utilizan, entre ellos México. En este tipo de sistemas la demanda base se surte con plantas termoeléctricas y/o de ciclo combinado; para los picos se utilizan las grandes y pequeñas hidroeléctricas, las turboyet y las plantas de rebombeo.

En teoría, una bomba podría trabajar como turbina al invertir el flujo, sin embargo en la práctica el rendimiento es muy bajo e incluso nulo, salvo el caso de las máquinas diseñadas para trabajar de esa manera que se mencionan a continuación.

Las distintas posibilidades de máquinas a utilizar en una planta de acumulación por bombeo son:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- a) Turbina con generador y bomba con motor separada.
- b) Turbina y bomba con un motogenerador común.
- c) Turbobomba reversible o bomba-turbina.

Este tipo de plantas fueron construidas primeramente en Alemania Occidental, Estados Unidos y Luxemburgo, actualmente se tienen plantas de este tipo en todos los países industrializados en donde sus recursos tanto naturales como no, se han ido agotando.

Por ejemplo, un 25% de la capacidad instalada en Estados Unidos es del tipo de plantas de acumulación por bombeo, éstas han tenido un gran impulso en los últimos 30 años (Ref.9). Otro ejemplo es España, en donde la energía producida en 1970 por este tipo de plantas era de 1,807 millones de kWh que representaba el 5% de la electricidad generada por medios hidráulicos en ese año.

Japón no cuenta con grandes recursos energéticos, para producir electricidad tiene que importar petróleo y gas. Para no depender de los hidrocarburos, ha tenido la necesidad de desarrollar sus recursos hidroenergéticos. El potencial de recursos hidroeléctricos de Japón es de 50,000 MW (Ref. 1) contra 20,000 MW de capacidad instalada. Este país oriental tan industrializado, se ha dedicado especialmente a la construcción de plantas de rebombeo, por ejemplo, las ciudades de Osaka, Kyoto y Kobe son alimentadas por plantas generadoras de este tipo.

En 1990, el número de proyectos de rebombeo instalados en el mundo era de 326 repartidos de la siguiente manera: Alemania 38, Japón 38, Estados Unidos 37, Francia 30, Italia 23, España 22, Suiza 18 y Austria 17.

2.3 Principales causas de fallos en los microcentrales

En 1998, 15 ingenieros con gran experiencia en el mantenimiento de pequeños sistemas hidroeléctricos, reportaron la frecuencia de las fallas en microcentrales con capacidad menor a 200 kW.

Revisaron un total de 200 plantas en 15 países. Las microcentrales han estado trabajando entre 2 y 20 años, por lo que las fallas ocurridas en ellas no se consideran asociadas directamente con la edad.

La mayor parte de los problemas se presentaron en las turbinas con un total de 59 casos reportados, 25 en el generador y 20 en el gobernador. Las fallas en las turbinas se pueden agrupar en los siguientes grupos:

- Válvulas: roturas debidas a vibraciones y fallas debidas a una erosión severa.
- Obstrucciones: fallas por la aparición de rocas pequeñas en el sistema y animales (reptiles).
- Fallas prematuras: la causa más común resultó ser la incorrecta colocación del eje, otras fallas simples fueron debidas a problemas de vibración.
- Problemas mecánicos: fallas debidas a erosión severa por cavitación.

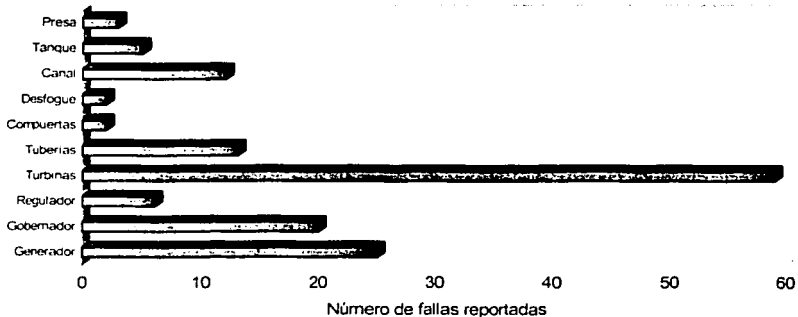


Figura 2.4 Causas de fallas en las microcentrales (Ref. 24).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

2.4 Ventajas, desventajas y perspectivas

El mercado de las pequeñas y medianas plantas hidroeléctricas presenta un incremento en Europa y poco a poco surge en otros países formando con ello parte de sus políticas energéticas. En este sentido, las microcentrales juegan un papel importante.

Al igual que las grandes hidroeléctricas, las microcentrales tienen a su favor que no son contaminantes, producen un trabajo a la temperatura ambiente, tienen mayor facilidad de paro y arranque comparadas con las termoeléctricas, y sirven como auxiliares en una red nacional.

En adición a las nuevas microcentrales, el mantenimiento y la rehabilitación de las plantas pequeñas existentes está empezando a tener un mayor mercado, por ejemplo las plantas de Italia y Afganistán señaladas anteriormente. Otro aspecto que está cambiando, corresponde a la sustitución de la fabricación de los componentes particulares de las máquinas por una planta completa, sin embargo el mercado todavía no es suficiente como en Indonesia (dos plantas por año).

El capital privado está empezando a tener participación directa dentro de la industria energética del mundo; la liberación del mercado, como es el caso de Europa, está siendo importante para facilitar el crecimiento de la industria de las microcentrales.

El potencial para microcentrales hidroeléctricas se estima en 20,000 MW (Ref. 5). Una gran parte de éste se encuentra en países en desarrollo.

La construcción de microcentrales es un recurso muy importante para países en vías de desarrollo. Por ejemplo, Nepal se encuentra al pie de los Himalayas, dispone de abundantes recursos hidráulicos y tiene una capacidad instalada de 250 MW (Ref. 5). Es claro que la construcción de una planta hidroeléctrica como Chilime, con 2 unidades de 11 MW cada una, representa un incremento importante en la

capacidad de generación total de Nepal. Así por ejemplo, para este mismo país una sola microcentral incrementa la capacidad instalada en 9%.

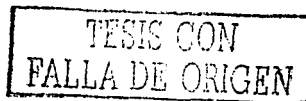
Una ventaja de las hidroeléctricas y en especial de las microcentrales, es que requieren un mantenimiento mínimo y no tienen los mismos requerimientos de personal muy especializado que las plantas termoeléctricas.

Una microcentral hidroeléctrica con una capacidad instalada de 1,300 kW en Sudáfrica, provee de energía para una localidad de cerca de 350 casas o 1,400 personas sin ocasionar daños ecológicos como por ejemplo nulas emisiones de CO₂. La misma cantidad de energía pero generada por una planta movida por combustibles fósiles como es el diesel, contamina al ambiente con 15 ton al año de dióxido sulfúrico, más de 10 millones de kg de CO₂ y 28 toneladas de NO_x (Ref. 7). Estas cantidades resultan altas al compararlas con la nula emisión de contaminantes de las microcentrales.

La protección ambiental es un tema importante en los países en desarrollo y, poco a poco, se convierte en una de las políticas que se está implementando en todos los países. La generación de energía basada en combustibles fósiles, emite una contaminación que preocupa. Por tanto, la energía basada en recursos renovables como el agua, ha llegado a tener una participación relevante en el porcentaje de la capacidad instalada en la mayor parte de los países del mundo.

Una desventaja de las microcentrales es el costo inicial alto para una relativamente baja capacidad instalada y, normalmente, los recursos financieros son escasos. En consecuencia, las plantas diesel están siendo instaladas en lugar de más microcentrales a pesar de las grandes ventajas ecológicas de éstas últimas.

Aunque en gran parte de Europa la electricidad está todavía en manos de entidades públicas, la tendencia se inclina hacia las inversiones privadas cuya participación en el año de 1995 era del 15%, se proyecta que este porcentaje alcance el 75% en los próximos años (Ref. 5).



CAPÍTULO 3

PANORAMA NACIONAL

3.1 Capacidad instalada actual

La capacidad instalada para la generación de energía eléctrica en México es de 35,750 MW divididos de la siguiente manera: 28.5% corresponden a hidroeléctricas, 40.0% a las térmicas convencionales (combustible y/o gas), 7.3% a plantas movidas por combustibles fósiles (carbón), 3.7% a plantas nucleares (Laguna Verde), 5.8% a plantas duales (P. Elías Calles, Petacalco), 6.9% a plantas de ciclo combinado, 2.1% a plantas geotérmicas (Cerro Prieto, Azufres y Humeros) y 5.7% para otro tipo de centrales. En la Tabla 3.1 se presenta la capacidad instalada actual comparada con la que existía en 1974.

El Sistema Eléctrico Nacional tiene sus plantas generadoras interconectadas entre sí, comprende 9 zonas o áreas de control: 1 Baja California, 2 Baja California Sur, 3 Noroeste, 4 Norte, 5 Noreste, 6 Occidental, 7 Central, 8 Oriental y 9 Peninsular.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tipo de planta	1974 (Ref. 1)		2000	
	Capacidad MW	Porcentaje	Capacidad MW	Porcentaje
Hidroeléctricas	3,387	42.8	10,194	28.5
Térmica convencional	-	-	14,283	40.0
Carbón	30	0.4	2,600	7.3
Nuclear	-	-	1,309	3.7
Dual	-	-	2,100	5.8
Vapor	3,298	41.7	-	-
Ciclo combinado	-	-	2,464	6.9
Geotérmica	75	1.0	750	2.1
Diesel	198	2.5	-	-
Gas	924	11.6	-	-
Otras	-	-	2,050	5.7
Total	7,912	100.0	35,750	100.0

Tabla 3.1 Capacidad instalada actual.

La producción de energía eléctrica está en manos de varias instituciones públicas y privadas: la Comisión Federal de Electricidad (CFE) produce el 91%, Luz y Fuerza del Centro (LFC) el 2%, Petróleos Mexicanos (PEMEX) el 4% y el sector privado el 3%.

En cuanto a las ventas nacionales de energía eléctrica, según la CFE, en 1999 se vendió el 60% para la industria, el 20% para uso residencial y el 20% para otros consumidores. Por otro lado, la generación de energía creció en un 5.80% en ese mismo año.

En el Congreso "Sector Eléctrico Mexicano: Cambio y Desarrollo" que se llevó a cabo en el 2001, quedó de manifiesto que el abasto de electricidad en México está garantizado para los próximos cuatro años, después de los cuales se podrían enfrentar problemas en el suministro debido al crecimiento de la demanda esperado del 6% anual. En el mismo Congreso se mencionó que PEMEX no puede garantizar el abasto de gas natural para las plantas de generación que operan bajo el sistema de ciclo combinado y será necesario importarlo del sur de los Estados Unidos (Texas).

Por otro lado, en México no se tiene ninguna planta de almacenamiento por bombeo, debido, entre otros factores, a que no se han agotado totalmente los recursos hidroenergéticos, en el futuro conviene considerar este recurso técnico tan utilizado en Estados Unidos y Europa.

3.2 Reseña del desarrollo hidroeléctrico en México

Las primeras hidroeléctricas en México aparecieron a finales del siglo XIX, todas fueron construidas por empresas extranjeras las cuales obtuvieron una concesión. Ya en 1894, la Ley daba atribuciones al Gobierno Federal para otorgar concesiones de agua con fines de generación de energía. Entre las primeras centrales se pueden destacar:

Batopilas, Chihuahua	22.4 kW	1889
Yute de Santa Gertrudis, Ver.	3.73 MW	1894
Compañía Industrial de Orizaba, Ver.	2.20 MW	1897
Luz y potencia de Portezuelo, Puebla	1.50 MW	1898

En la tabla 3.2 se presentan las plantas grandes y pequeñas que integran el Sistema Eléctrico Nacional. El 56% de las hidroeléctricas corresponde a microcentrales con capacidad menor que 10 MW, sin embargo representan solamente el 1.4% de la capacidad total instalada en el país. Otro de los problemas es que todas las microcentrales tienen una edad de 36 años o más, lo que significa que deben rehabilitarse en un tiempo relativamente corto para no perderlas totalmente.

En cuanto a la historia de la hidroelectricidad, se puede manejar según la siguiente cronología con los acontecimientos más importantes:

1905 Presa Necaxa, primer proyecto superior a los 10 MW, construida por la Mexican Light and Power Co.

1910-1916 Construcción de la Presa La Boquilla, río Conchos, Chih. por parte de la Compañía Agrícola y de Fuerza Eléctrica del Conchos a través de una concesión, P=25 MW. Cortina de mampostería de 74 m de altura con un volumen de 3,350 Mm³.

1923 Planta Tepexic, Pue. con capacidad de dos unidades de 15 MW cada una. En 1927 se le adicionó otra unidad de 15 MW.

1926 Se crea la Comisión Nacional de Irrigación, antecesora de la Secretaría de Recursos Hidráulicos y de la actual Comisión Nacional del Agua.

1937 Se crea la Comisión Federal de Electricidad CFE. Ha construido más de 30 grandes presas para generación de energía.

1944 Planta de Ixtapantongo, Méx., forma parte del Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán junto con: Santa Bárbara (1950), El Durazno (1955), Martínez de Meza (1955), Tingambato (1957) la cual se convirtió en la primera central hidroeléctrica subterránea de América, y Agustín Millán (1965).

1946 Se crea la Secretaría de Recursos Hidráulicos SRH sustituyendo a la Comisión Nacional de Irrigación. La SRH en conjunto con la CFE, construyen plantas en coparticipación.

1947 Se termina de construir la presa Valle de Bravo, originalmente era para generación de energía, actualmente sirve para abastecimiento de agua a la Cd. de México.

1948 Se terminó la presa Sanalona, Sin. En un inicio se proyectó para riego y regulación de avenidas; la CFE aprovechó uno de los túneles de la presa y construyó una planta con capacidad instalada de 14 MW.

1946-1982 Se terminaron grandes hidroeléctricas con potencia superior a los 100 MW, entre ellas: Tingambato, Méx. 135 MW; Temascal (Presidente Alemán), Oax., 154 MW; Cupatitzio, Mich., 108 MW; Mazatepec, Pue., 208 MW; Plutarco Elías Calles (El Novillo), Son., 135 MW; El Infiernillo, Mich., 1,012 MW; Nezahualcóyotl (Malpaso), Chis., 1,080 MW; La Villita, Mich., 300 MW; Belisario Domínguez (La Angostura), Chis., 900 MW, e Ing. Manuel Moreno Torres (Chicoasén), Chis., 1,500 MW.

1976 Se crea la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos (SARH) que termina sus funciones en 1988.

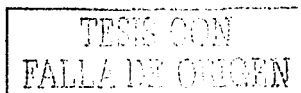
1989 Se crea la Comisión Nacional del Agua (CNA), que en 1994 pasó a formar parte de la Secretaría del Medio Ambiente Recursos Naturales y Pesca (SEMARNAP), en el 2001 ésta última pasó a ser la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales SEMARNAT.

1982-2000 Terminación de grandes hidroeléctricas como: Peñitas, Chis., 420 MW; Caracol, 600 MW; Aguamilpa, Nay., tres unidades de 320 MW cada una y un total de 2,131 GWh anuales; Zimapán, Hgo., dos unidades de 146 MW cada una y una producción total de 1,292 GWh al año; finalmente la Presa Luis Donaldo Colosio, Huites, Sin. se terminó en 1996 con dos unidades de 211 MW cada una y una producción total de 911 GWh anuales.

Actualmente la CNA tiene en estudio un total de 33 presas, de éstas, 21 (64%) tienen como un uso el de la generación de energía eléctrica (Ref.9).

Tabla 3.2 Características de las plantas hidroeléctricas en México.

No.	Planta	Fecha Iniciación	Edad años	No. Equipos	Cap. Total kW	kW promedio por unidad
1	Portezuelo 1, Pue.	1898	104	4	2800	700
2	La Luz, Oax.	1903	99	3	396	132
3	San Simón, Méx.	1903	99	2	2540	1270
4	Tirio, Mich.	1905	97	4	1292	323
5	Necaxa, Pue.	1905	97	10	115000	11500
6	Zepayauilla, Méx.	1905	97	1	664	664
7	Temascaltepec, Méx.	1905	97	4	2336	584
8	Las Rosas, Gro.	1906	96	4	2800	700
9	Portezuelo 2, Pue.	1908	94	2	2120	1060
10	La Trinidad, Hgo.	1908	94	3	1800	600
11	San Sebastián, Hgo.	1908	94	3	1200	400
12	Zictepec, Méx.	1908	94	1	384	384
13	Las Fuentes, Mor.	1909	93	2	464	232
14	Botello, Mich.	1910	92	2	8100	4050
15	La Soledad, Oax.	1910	92	2	288	144
16	Juando, Hgo.	1910	92	2	3600	1800
17	Cañada, Hgo.	1910	92	1	1215	1215
18	Puente Grande, Jal.	1912	90	5	23400	4680
19	Tapachula, Chis.	1912	90	4	1370	343
20	Tuxpango, Ver.	1914	88	4	36000	9000
21	La Boquilla, Chih.	1915	87	4	25000	6250
22	Las Juntas, Jal.	1923	79	3	15000	5000
23	Tepexic, Pue.	1923	79	3	45000	15000
24	Alameda, Méx.	1923	79	3	8880	2960
25	Regla, Hgo.	1924	78	1	720	720



No.	Planta	Fecha Iniciación	Edad años	No. Equipos	Cap. Total kW	kW promedio por unidad
26	Coacoyunga, Hgo.	1927	75	6	3700	617
27	La Colina, Chih.	1928	74	1	3000	3000
28	San Pedro Porruas, Mor.	1928	74	3	2864	955
29	Tezcapa, Pue.	1928	74	2	4957	2478.5
30	Villada, Méx.	1928	74	1	1280	1280
31	Fdez. Leal, Méx.	1928	74	1	1280	1280
32	Tlilán, Méx.	1928	74	1	680	680
33	Itzicuaró, Mich.	1929	73	2	582	296
34	Rosetilla, Chih.	1930	72	2	10250	5125
35	Lerma, Mich.	1931	71	3	79945	26648
36	Tzimol, Chis.	1932	70	1	2576	2576
37	Xia, Oax.	1939	63	2	170.5	85
38	Bartolinas, Mich.	1940	62	2	750	375
39	Jumatan, Nay.	1941	61	4	2180	545
40	Granados, Mich.	1942	60	1	940	940
41	Carácuaro, Mich.	1942	60	1	120	120
42	Cointzio, Mich.	1943	59	1	480	480
43	Zumpimito, Mich.	1944	58	4	6400	1600
44	Ixtapantongo, Méx.	1944	58	3	108000	35333
45	Micos, S L P.	1945	57	2	1050	525
46	Colothpia, Gro.	1946	56	4	8000	2000
47	Colimilla, Jal.	1950	52	4	49500	12400
48	San Juan Viejo, Mich.	1950	52	1	228	228
49	Santa Bárbara, Méx.	1950	52	3	67575	22525
50	Minas, Ver.	1951	51	3	14400	4800
51	Encanto, Ver.	1951	51	2	10000	5000
52	Texolo II, Ver.	1951	51	2	1600	800
53	Bombaná, Chis.	1951	51	4	5240	1310
54	Electroquímica, S.L.P.	1952	50	1	1400	1400
55	Tepazolco, Pue.	1953	49	2	10880	5440
56	La Planta, Nay.	1954	48	3	960	320
57	Schipoina, Chis.	1954	48	3	2240	747
58	Patla, Pue.	1954	48	3	45600	15200
59	Falcón, Tamps.	1954	48	3	31500	10500
60	El Cóbano, Mich.	1955	47	2	52020	26010
61	Martínez de Meza, Méx.	1955	47	1	25200	25200
62	Durazno, Méx.	1955	47	2	18000	9000
63	Oviachic, Son.	1957	45	2	19200	9600
64	Excame, Zac.	1957	45	2	624	312
65	Coalcomán, Mich.	1957	45	2	488	244
66	Tingambato, Méx.	1957	45	3	135000	45000
67	Piedrecitas, Chis.	1957	45	1	80	80
68	Mocuzari, Son.	1959	43	1	9600	9600
69	El Salto, Jal.	1959	43	1	2975	2975
70	Temascal, Oax.	1959	43	6	354080	59013
71	27 de Septiembre, Sin.	1960	42	3	59400	19800
72	Tetela, Pue.	1960	42	1	100	100
73	Chilapan, Ver.	1960	42	4	26000	6500
74	Cupatitzio, Mich.	1962	40	3	108675	36225
75	Guasuntlán, Ver.	1962	40	1	1600	1600
76	Mazatepec, Pue.	1962	40	4	208800	52200
77	Tamazulapán, Oax.	1962	40	2	2480	1240
78	S. Alvarado, Sin.	1963	39	2	14000	7000
79	Luis M. Rojas, Jal.	1963	39	1	5320	5320
80	P. E. Calles (El Novillo), Son.	1964	38	3	135000	45000
81	El Chique, Zac.	1964	38	2	624	312
82	Gral M. Diéguez (Sta. Rosa), Jal.	1964	38	2	60000	30000
83	Platanal, Mich.	1964	38	2	9200	4600
84	Gral. A. Figueroa (La Venta), Gro.	1965	37	5	30000	6000

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

No.	Planta	Fecha Iniciación	Edad años	No. Equipos	Cap. Total kW	kW promedio por unidad
85	Agustín Millán, Méx.	1965	37	1	18900	18900
86	Infiernillo, Gro.	1965	37	6	1012000	168667
87	Camilo Arriaga, S.L.P.	1966	36	2	18000	9000
88	J. C. del Valle, Chis.	1967	35	3	21000	7000
89	Malpaso, Chis.	1969	33	6	1080000	180000
90	La Villita, Mich.	1973	29	4	300000	75000
91	La Angostura, Chis.	1975	27	5	900000	180000
92	El Humaya, Sin.	1976	26	2	90000	45000
93	Chicoasén, Chis.	1980	22	5	1500000	300000
94	Caracol	1986	16	3	600000	200000
95	Peñitas, Chis.	1987	15	4	420000	105000
96	La Amistad, Coahuila	1987	15	2	66000	33000
97	Bacurato, Sin	1987	15	2	92000	46000
98	R. J. Marsal (Comedero), Sin	1991	11	2	100000	50000
99	V. Gómez Farias (Aguaprieta), Jal.	1993	9	2	240000	120000
100	Aguamilpa, Nay.	1994	8	3	960000	320000
101	Colina, Chih.	1996	6	1	3000	3000
102	Huites, Sin.	1996	6	2	422000	211000
103	Zimapán, Hgo.	1996	6	2	292000	146000

Suma 10194173 kW

Tabla 3.2 Características de las plantas hidroeléctricas en México.

En la Fig. 3.1 se presenta el desarrollo de las hidroeléctricas en México, hasta los 40's se construyeron pequeñas plantas, aún en los 50's después de la Segunda Guerra Mundial, las plantas no son tan grandes como las que se desarrollaron desde los 60's hasta hoy en día.

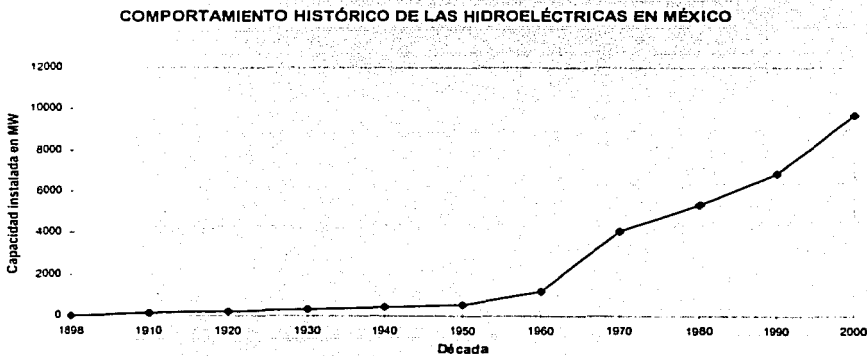


Figura 3.1 Comportamiento histórico de las hidroeléctricas en México.

3.3 Las microcentrales en México

En cuanto al desarrollo de las hidroeléctricas, en su inicio se construyeron las microcentrales (1898-1950), después de la década de los 50's se han desarrollado grandes proyectos sin tomar en cuenta los pequeños aprovechamientos.

Respecto al problema de la optimización de energía, no existe ningún acueducto a gravedad en donde se genere electricidad en lugar de perder carga mediante dispositivos como las placas de orificio, que es el caso del acueducto Río Colorado-Tijuana. El aprovechamiento óptimo de las fuentes de energía eléctrica es importante, más ahora que, desde el mes de marzo del 2000, México ingresó a un intercambio comercial con Europa ante la firma de un Tratado de Libre Comercio.

En México, gran parte del nulo interés por las microcentrales, se ha debido, en gran medida, a las políticas relacionadas con la generación. Al respecto, desde 1960 en que se nacionalizó el sector eléctrico, la generación, transmisión y distribución de energía para servicio público, está reservada a la Nación y no podía ser concesionada a particulares. En 1992 se introdujo una reforma a la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica con la cual, "*se permite la generación de energía para autoabastecimiento*", esto ha permitido que el mercado poco a poco se esté abriendo y se promuevan permisos a particulares.

El Poder Ejecutivo Federal ha promovido una modificación a los Art. 27º y 28º de la Constitución, que forma parte de la iniciativa de reforma para el sector eléctrico. Se propone modificar los artículos mencionados para ampliar las formas de participación de la iniciativa privada, no significa la venta de las empresas sino el desarrollo de la nueva infraestructura que se requiere como se ha venido dando en países de Europa.

El cambio estructural permitirá generar un mercado de energía que promueva la eficiencia y la competitividad, establecer reglas claras para la participación, así

como reestructurar las empresas del estado; finalmente, se pretende lograr la participación de la iniciativa privada como un apoyo al Estado.

Por otro lado, el Capítulo III (Uso en Generación de energía eléctrica) del Reglamento de la Ley de Aguas Nacionales, en su Art. 120° dice textualmente: *"No se requerirá de concesión para la explotación, uso o aprovechamiento de agua, en términos del Art. 80° de la "Ley", cuando sea para generación de energía hidroeléctrica en pequeña 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 ni calidad, y cuya capacidad de generación no exceda de 0.50 Megavatios"*.

En el Art. 36° de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica LSPEE, se hace referencia a los permisos que la Secretaría de Energía, puede otorgar para autoabastecimiento (destinada a la satisfacción de necesidades propias), cogeneración (generar conjuntamente con vapor u otro tipo de energía), producción independiente (destinada a su venta a la CFE) y pequeña producción de energía eléctrica. En este último caso tiene que ser $P < 30$ MW cuando la producción de energía se venda a la CFE y $P < 1$ MW cuando se destine a pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio.

En la misma LSPEE, el Art. 39°, dice lo siguiente:

"...no se requerirá de permiso para el autoabastecimiento de energía eléctrica que no exceda de 0.5 MW..."

Para apoyar aún más al sector privado, el pasado 24 de mayo apareció en el Diario Oficial un decreto expedido por el señor Presidente de la República con el cual se reforman los Artículos 126° y 135° de la LSPEE, en él se acepta que los particulares que tengan excedentes de energía, la pongan a disposición de la CFE, siempre y cuando dispongan de una capacidad instalada total hasta de 40 MW.

La CFE está explorando diferentes esquemas para financiar los proyectos de energía. Por ejemplo, en la construcción de la presa Huites, Sin. se usó un esquema en el que una parte de la obra se financió con recursos fiscales aportados a través de la CNA, otra parte aportada por los constructores de la obra a ser amortizada con pagos que la CFE está obligada a hacer con base en la energía generada.

Una de las primeras medidas por parte del Gobierno Federal para fomentar la construcción de pequeñas hidroeléctricas, es disponer de un plan, estudiar los sitios potenciales para la construcción de las microcentrales, realizar estudios de factibilidad y finalmente, establecer un programa de inversiones en este sector. La iniciativa privada estará participando en forma muy activa porque la venta de energía eléctrica es un negocio atractivo si las condiciones (legales) lo permiten.

En el futuro se deben rehabilitar muchas microcentrales que están por terminar su vida útil. Por otra parte, las microcentrales son una alternativa atractiva para localidades alejadas y aisladas de la red principal, su atractivo principal radica en que es difícil y costoso disponer de carbón, petróleo o gas en lugares tan lejanos.

3.4 Perspectivas del desarrollo hidroeléctrico

En el mundo, solamente el 13.54% del potencial hidroeléctrico se ha aprovechado. En México se tiene un potencial identificado de 153,000 GWh tomando en cuenta a los proyectos en estudio, en fase de proyecto y al potencial generado. El potencial explotado representa tan sólo un 22% del potencial identificado (Ref. 30). Con estas cifras se pueden apreciar las grandes posibilidades de la hidroelectricidad ya que todavía es posible aprovechar un vasto potencial de recursos, por ende es importante seguir invirtiendo en este sector.

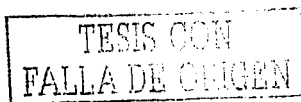
Aunque a la fecha todavía no tienen recursos asignados, la CFE tiene proyectada la construcción de dos hidroeléctricas: El Cajón (750 MW), en el río Santiago y la Parota (765 MW) en el río Papagayo.

A manera de considerar las inversiones necesarias en el sector eléctrico, se puede mencionar que en el 2001, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) determinó que para los próximos 10 años se requieren 590 mil millones de pesos para generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Si se reparte proporcionalmente, en cada año se requerirían 59,000 millones de pesos los cuales aparentan ser altos.

Según datos tomados de la Prospectiva del Sector Eléctrico 1998-2008, elaborada por la Secretaría de Energía, en los próximos años se podrían desarrollar 100 proyectos de microcentrales con una capacidad instalada de 3,250 MW. Estos proyectos están incluidos en el estudio realizado por la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) y contemplan los estados de Veracruz y Puebla, en especial los ríos Matlacobatl y Los Pescados (Ref. 25).

La encargada de darles impulso a las microcentrales, es la CONAE a través del Consejo Consultivo para el Fomento de Energía Renovable (COFER), ambas pertenecen a la Secretaría de Energía. Los estudios han considerado la conveniencia de desarrollar proyectos de microhidroeléctricas con capacidad instalada menor que 10 MW.

La CONAE tiene la tarea de impulsar estos proyectos a través del financiamiento privado. En caso de construirse los proyectos de microcentrales mencionados, se evitaría el consumo de derivados del petróleo, con las consecuentes ventajas de tipo ecológico.



CAPÍTULO 4

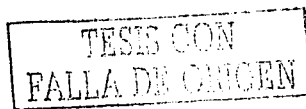
DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS MICROCENTRALES

En este capítulo se presentan tres diferentes tipos de turbinas utilizadas en microcentrales: de bulbo, verticales y Thorpton de Inglaterra. Las dos primeras tienen posibilidades de ser utilizadas en conducciones a presión para sustituir estructuras quiebracargas como las placas de orificio existentes en el acueducto Río Colorado-Tijuana.

4.1 Centrales con turbinas de bulbo

La fabricación de las turbinas tubulares o tipo bulbo, obedeció a una razón de economía: las turbinas Kaplan o hélice clásicas que llevan una cámara espiral y tubo de aspiración acodado, requerían una inversión muy alta en los casos de caídas muy bajas (entre 1.5 y 12 m).

Con relación a las Kaplan, las turbinas tipo bulbo tienen ciertas ventajas: es mayor el rendimiento de un tubo de desfogue rectilíneo que uno acodado; el costo de la obra



civil corresponde al 30 o 35 % de una planta Kaplan clásica y el costo del kW instalado se reduce en un 15 %; la potencia específica característica (potencia de una rueda de 1 m de diámetro con una carga de 1 m) es mayor comparada con la Kaplan clásica, por lo tanto, para la misma potencia las dimensiones son menores y la distancia entre ejes se reduce, por ello se pueden colocar aproximadamente doce bulbos donde cabrían ocho Kaplan (Ref. 1).

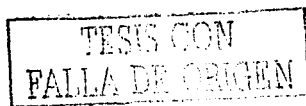
La turbina de tipo bulbo es una turbina hélice, de eje horizontal y cuyo distribuidor y álabes pueden ser fijos o móviles, acciona directamente a un generador asincrónico que se encuentra encerrado en un bulbo hermético. El enfriamiento se realiza con aceite y todo el conjunto queda sellado contra entradas de agua.

Existen distintas clases de bulbos, pero hay dos importantes: una corresponde a los bulbos de microcentrales enfriadas por aceite que se analizará en este estudio; el segundo grupo corresponde a los bulbos enfriados por aire empleados para potencias altas como es el caso de las plantas maremotrices, ejemplo de esto último se encuentra la planta "La Rance" en Francia.

De aquí en adelante se hará referencia a los bulbos para microcentrales. Se construyen sobre canales de riego existentes o pequeñas estructuras de presas, esta situación los hace muy atractivos, pues pueden abastecer a los poblados que trabajan en los distritos de riego y que no disponen de energía eléctrica por encontrarse muy alejados de los grandes centros industriales.

Una unidad de bulbo puede tener capacidad para generar desde 100 kW hasta 1.000 kW. Operan con cargas pequeñas que varían de 1.50 m a 12.00 m y el diámetro del rodete puede medir de 2.00 a 2.50 m

Por encima de las razones técnicas, se debe seleccionar con cuidado el sitio para la ubicación de las microcentrales. De acuerdo con SOGREAH de Francia (Ref. 6), para hacer económicamente factible la construcción de una microcentral con



turbogeneradores de tipo bulbo, se deben tomar en cuenta las consideraciones siguientes:

- a) Estudios que cubran un número suficiente de estaciones similares.
- b) Las unidades deberán ser seleccionadas de entre un número pequeño de diseños ya existentes, lo cual genera una reducción al costo de fabricación. La eficiencia hidráulica de cada unidad será de importancia secundaria.
- c) Los diversos equipos auxiliares, así como las unidades de generación, deben ser simples y resistentes, y cada parte debe ser accesible en el mercado para obtener un mantenimiento simple.
- d) Las diferentes partes deben ser fáciles de manejar, sobre todo para ser transportadas.

Los microcentrales tipo bulbo tienen diferentes arreglos de acuerdo con la carga que manejan, en las figuras 4.1 y 4.2 se presentan dos de los arreglos para los casos de canal abierto y conducto a presión. De acuerdo con la Ref. 6, se recomiendan:

- Para cargas entre 1.5 a 4 m, el sifón es el más adecuado
- Para cargas entre 4 a 8 m, el canal abierto es el más adecuado
- Para cargas entre 9 a 12 m, el conducto a presión es el más adecuado

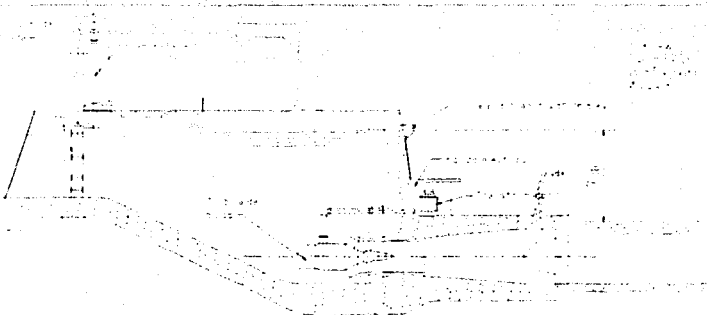


Fig. 4.1 Arreglo tipo en canal abierto

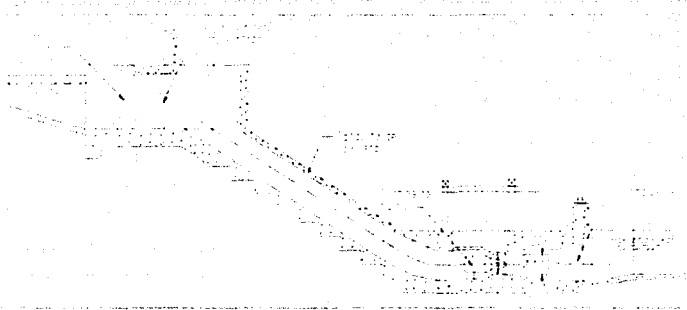


Fig. 4.2 Arreglo tipo en conducto a presión

4.2 Pequeñas hidroturbinas verticales

Como es de esperarse, los generadores y las turbinas que se utilizan en grandes plantas de energía requieren sistemas de control extremadamente complicados para operarlos, por el contrario en las microcentrales se simplifican y se reducen los costos de operación de dichos sistemas. Este factor juega a favor de las pequeñas plantas generadoras de energía.

Otro tipo de máquinas hidráulicas que pueden ser utilizadas en las pequeñas microcentrales son las turbinas verticales. Éstas son turbinas de eje vertical que se pueden acoplar a una tubería, el eje de la tubería de entrada y salida puede quedar a diferente nivel e incluso descargar a la atmósfera dependiendo del tipo de arreglo que se utilice.

La configuración de la descarga de las turbinas verticales puede ser abierta (DO), a un conducto inferior (DB) o alineada (DH), cualquiera de estas cualidades la hacen muy versátil y susceptible de utilizarse en líneas de conducción. (ver dibujos anexos al final de este inciso).

En la figura 4.3 se puede apreciar el modelo DH de la turbina vertical VKW con descarga alineada.

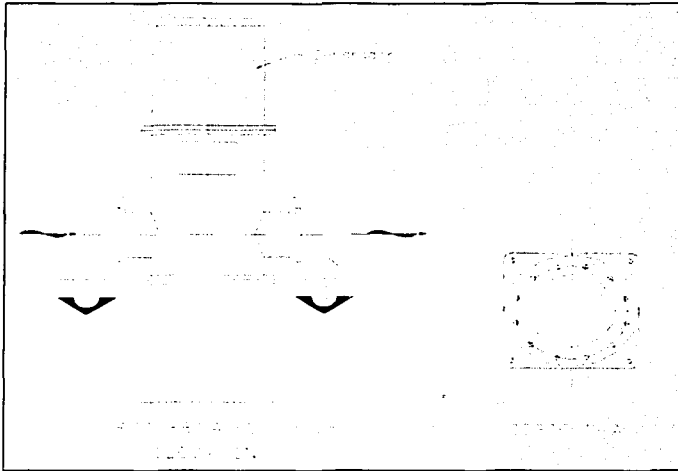


Figura 4.3 Turbina vertical VKW, modelo DH con descarga alineada.

Los componentes de una bomba vertical pueden ser utilizados en la fabricación de turbinas. Fábricas como Byron Jackson, especialista en la fabricación de bombas, realizan estos cambios y ofrecen turbinas verticales para pequeñas hidroeléctricas que reciben el nombre de turbinas VKW.

Las turbinas verticales VKW funcionan con un generador de inducción (motor de inducción a la inversa), la velocidad está limitada a un máximo de 1,800 rpm, ésta se recomienda para capacidades de 1,250 kW (1.25 MW) o menores, en este rango se obtienen los costos más bajos y un reducido mantenimiento.

De acuerdo con la figura 4.3, el funcionamiento de las turbinas verticales se puede resumir de la siguiente manera: en la parte inferior tienen un bote donde se encuentran los rodetes, éstos aprovechan la energía cinética del agua para transformarla en energía mecánica; aprovechando que el eje es vertical, en la parte

superior llevan un generador el cual transforma la energía mecánica transmitida a través del eje en energía eléctrica.

La configuración de las turbinas verticales requiere solamente del 30 al 40% del espacio necesario con respecto al diseño con turbinas de eje horizontal, lo cual puede representar una gran ventaja en costo, complejidad y espacio.

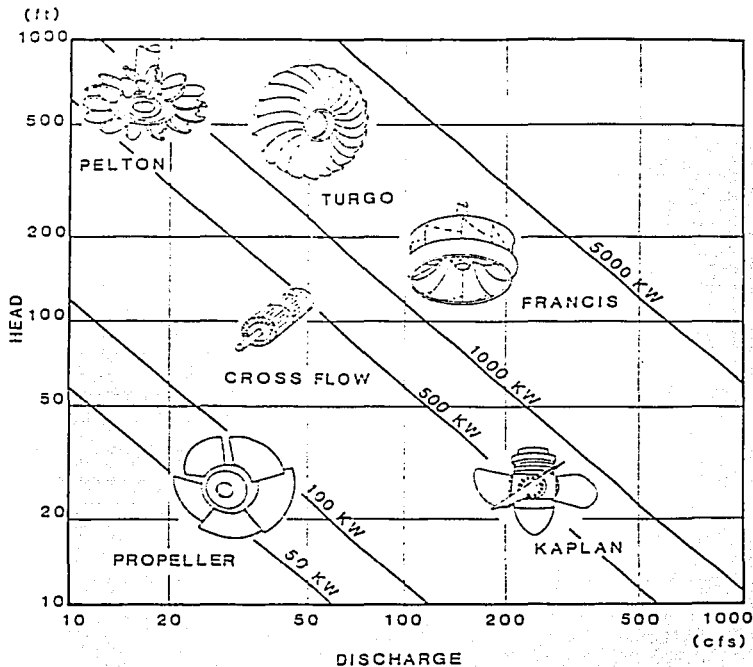
En la tabla siguiente tomada de la Ref. 31, se presentan los rangos de aplicación de los diferentes tipos de turbinas existentes en el mercado. Dependiendo de la carga, el gasto y la capacidad de generación, se elige la turbina más adecuada para el tipo de central por construir. Las turbinas verticales pueden considerarse dentro del tipo "cross flow" de la tabla mencionada.

De acuerdo con la Ref. 31, las turbinas verticales se recomiendan para generar hasta 1.000 kW, trabajando con gastos hasta un máximo de $5 \text{ m}^3/\text{s}$ (180 cfs) y cargas de hasta 85 m (280 ft).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

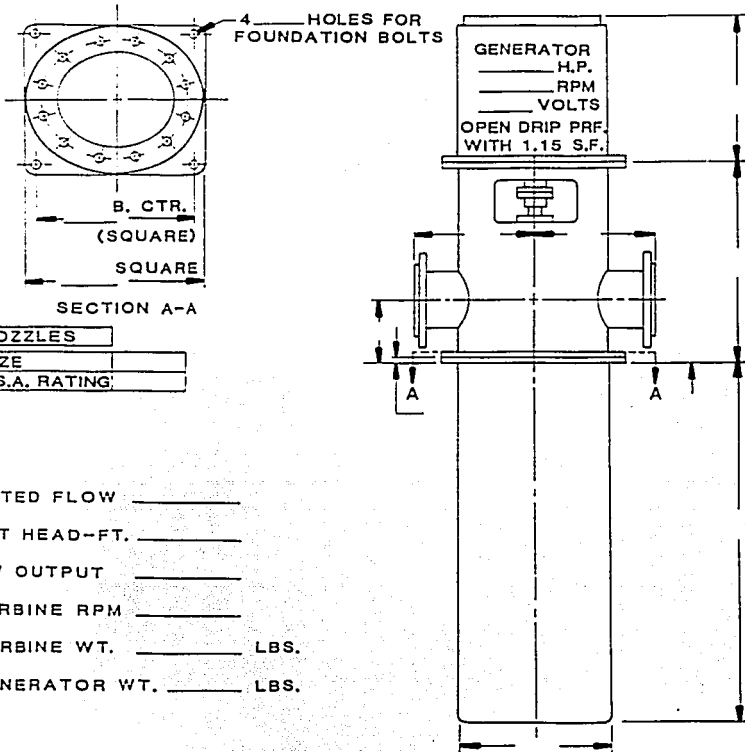



HYDRO TURBINE APPLICATION RANGE



TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

38. A

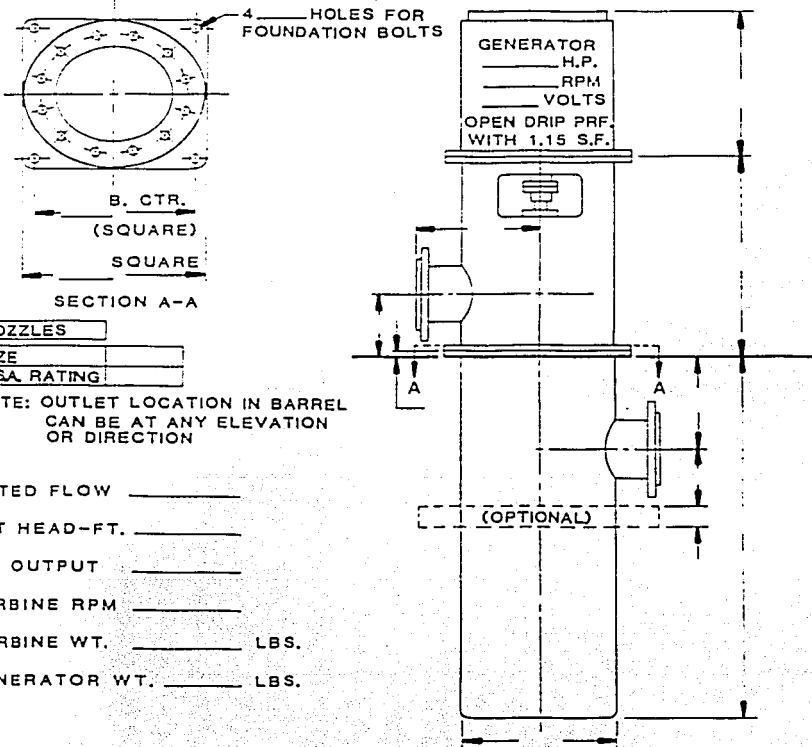
BYRON JACKSON HYDRO TURBINE
STYLE DH - PRELIMINARY OUTLINE

USER: _____	DRAWN BY _____	DATE _____	PROP. NO. _____
LOCATION: _____	 Byron Jackson Division BORG-WARNER CORPORATION		
DRAWING TITLE: _____			

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

38-13

BYRON JACKSON HYDRO TURBINE
STYLE DB - PRELIMINARY OUTLINE




NOZZLES	
SIZE	
A.S.A. RATING	

NOTE: OUTLET LOCATION IN BARREL
CAN BE AT ANY ELEVATION
OR DIRECTION

RATED FLOW _____
 NET HEAD-FT. _____
 KW OUTPUT _____
 TURBINE RPM _____
 TURBINE WT. _____ LBS.
 GENERATOR WT. _____ LBS.

USER:
LOCATION:
DRAWING TITLE:

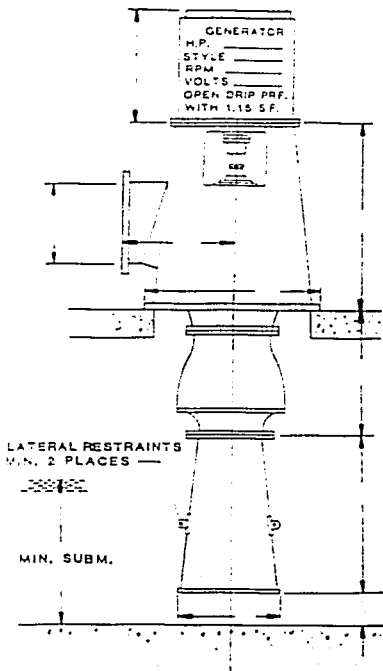
DRAWN BY	DATE	PROP. NO.
 Byron Jackson Division BORG-WARNER CORPORATION		

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

38 C



BYRON JACKSON VKW HYDRO TURBINE
STYLE DO - PRELIMINARY OUTLINE



NOZZLES	
SIZE	_____
A.S.A. RATING	_____

RATED FLOW _____

NET HEAD-FT. _____

KW. OUTPUT _____

TURBINE RPM _____

TURBINE WT. _____ LBS

GENERATOR WT. _____ LBS

USER: _____	DRAWN BY _____	DATE _____	PROP. NO. _____
LOCATION: _____	 Byron Jackson Division BORG-WARNER CORPORATION		
DRAWING TITLE: _____			

TECIS CON
FALLA DE ORIGEN

38 D

4.3 Pequeña turbina para riego y generación según Thropton, Inglaterra

Este tipo de tecnología se ha venido utilizando desde 1995 en por lo menos dos docenas de lugares en Sudán y Egipto en el bombeo de agua para riego, generación de energía eléctrica y en la carga de baterías de automóviles. Las bombas diesel convencionales han sido reemplazadas por estas pequeñas turbinas debido, en gran parte, al costo del combustible.

Servicios de Energía Thropton es una firma de consultoría en ingeniería en el Reino Unido, que desarrolló el diseño original de la turbina de su nombre. La mayoría de las turbinas en uso se encuentran ahora en Sudán en donde son construidas por la Unidad Industrial Liason de la Universidad de Atbara, bajo la licencia de Thropton.

La turbina puede ser usada en aguas de por lo menos 2.5 m de profundidad y con un mínimo de velocidad del agua de 0.60 m/s. El cuerpo de la turbina flota en la superficie del agua y el rotor está completamente sumergido. El eje del rotor está conectado a una bomba centrífuga a través de un cinturón de transmisión. La máquina es amarrada a un poste ubicado en una de las márgenes del río o canal, las instalaciones son simples y económicas. Ver la figura 4.4.

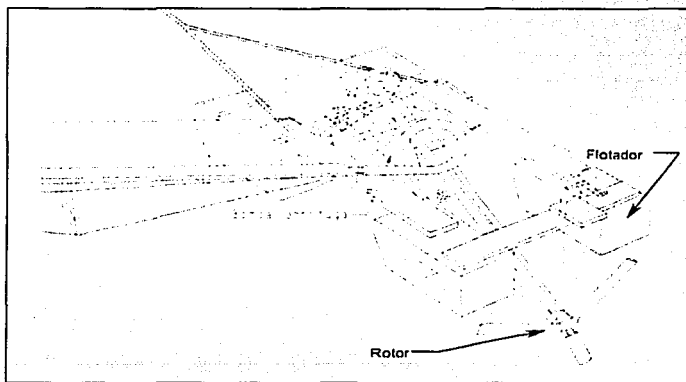


Figura 4.4 Pequeña turbina, cortesía Thropton, Inglaterra.

Para generar electricidad se usa un motor de inducción como generador con un controlador eléctrico. Este sistema ha permitido a los granjeros usar la bomba durante el día y generar electricidad durante la noche. En la tabla 4.1 se pueden ver los rangos de trabajo de la pequeña turbina.

Velocidad en el río (m/s)	Diámetro del rotor (m)	Descarga de la bomba (l/s)	Producción de electricidad (watt)
0.60	4	2	100
1.20	3.4	10	820
1.90	2.2	12	1,750
2.00 o más	<2	13	2,000

Tabla 4.1 Características de la turbina Thropton, Inglaterra

La unidad no requiere atención la totalidad del tiempo y es mínimo el costo de mantenimiento. La unidad puede ser limpiada y revisada en pocos días, y sólo requiere un mantenimiento mayor una vez al año.

La compra e instalación de la turbina en Sudán, costaba 4,200 USD en 1995, aproximadamente cuatro veces el costo inicial de una bomba de 3" del tipo diesel típica. Además, cuando el costo del aceite y de mantenimiento eran considerables, la turbina llegó a ser la más rentable después de dos o tres años de operación.

Este análisis del costo se aplicó al uso de la turbina únicamente para la irrigación, beneficios adicionales pueden ser obtenidos si la turbina sólo fuera usada para generar electricidad.

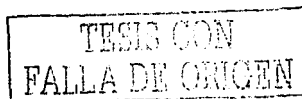
CAPÍTULO 5

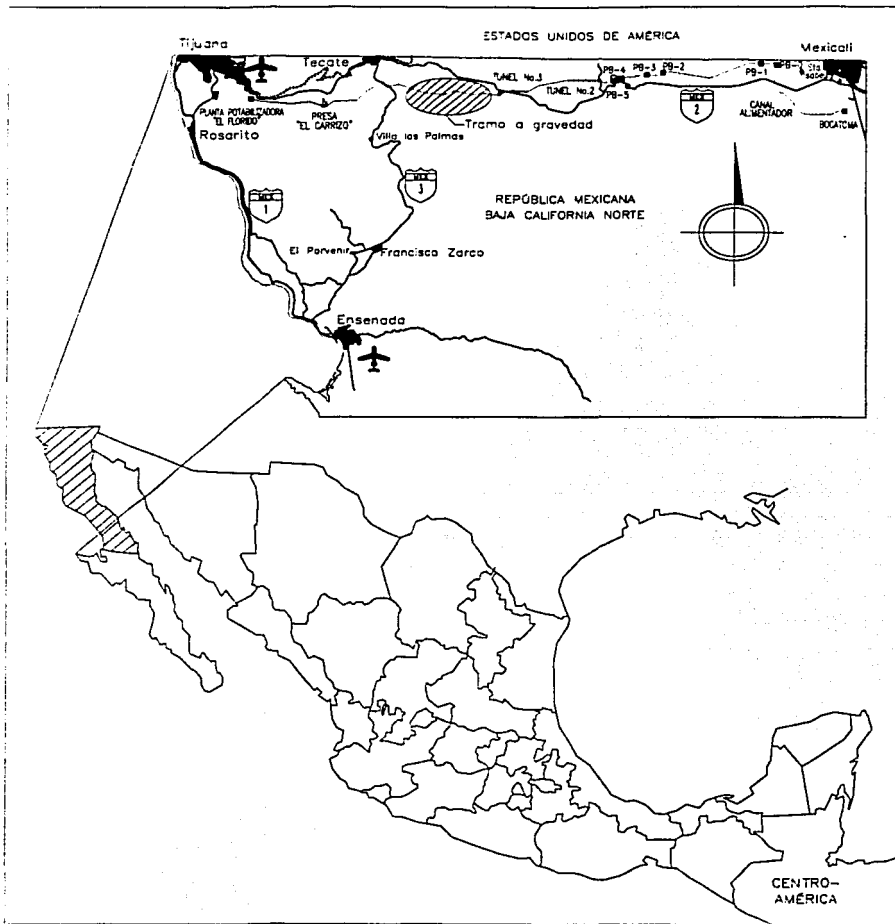
APLICACIÓN AL ACUEDUCTO RÍO COLORADO - TIJUANA

5.1 Descripción general del acueducto

La ciudad de Tijuana se abastece de agua potable de dos fuentes, una es la presa Abelardo L. Rodríguez y la otra el río Colorado a la altura del Valle de Mexicali. Cuando la presa Abelardo L. Rodríguez no dispone de agua en su vaso de almacenamiento, situación muy frecuente, se utiliza al acueducto Río Colorado-Tijuana para conducir agua desde el Valle de Mexicali hasta la planta potabilizadora El Florido y así surtir la demanda de este vital líquido a la mencionada ciudad.

Es claro que el funcionamiento del acueducto depende directamente del volumen de agua en el embalse de la presa Abelardo L. Rodríguez; cuando ésta dispone del recurso en cantidad suficiente, queda fuera de operación el acueducto Río Colorado-Tijuana y se aprovecha este tiempo para darle mantenimiento.





Localización del acueducto Río Colorado - Tijuana

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

42

El acueducto Río Colorado-Tijuana se localiza en el estado de Baja California Norte, cerca de la frontera con los Estados Unidos, tiene como principal objetivo abastecer de agua a la ciudad de Tijuana. Se inicia en el río Colorado a la altura del Valle de Mexicali, a lo largo de su recorrido suma una longitud de 112.7 km incluyendo túneles y tubería, y su gasto de diseño es de 4 m³/s. La obra de captación se encuentra sobre el río Colorado, el agua es conducida al cárcamo de la planta de bombeo PB-0 y, mediante bombeo en serie, llega hasta la PB-5. Mediante éste bombeo el agua se eleva y, después del túnel tres, llega hasta el arroyo El Carrizo por gravedad. Mediante este arroyo es conducida a la presa El Carrizo localizada a 16 km al suroeste de la ciudad de Tecate; a partir de la presa, el agua es conducida por gravedad a presión hasta la planta potabilizadora El Florido ubicada en las cercanías de la ciudad de Tijuana; posteriormente el agua se conduce hasta el tanque Aguaje de la Tuna, desde donde se distribuye a la ciudad de Tijuana.

En la figura 5.1 se presenta la planta y perfil de la conducción, se aprecian dos partes, la primera corresponde a un tramo con una carga total de bombeo (carga dinámica) igual a 1.136 m proporcionada por las seis plantas. La segunda es un tramo de conducción a presión que funciona por gravedad, se inicia a partir de la salida del túnel número tres y termina en la descarga al arroyo El Carrizo. Es en este tramo a gravedad en el cual se tienen las estructuras quiebracarga (placas de orificio) que se relacionan con el presente trabajo.

El tramo a gravedad está constituido por tubería de concreto pretensado con un diámetro variable, de 1.82 m (72"), 1.52 m (60") y 1.37 m (54"). Todo el tramo mide 38.055 km medidos desde el portal de salida del túnel número tres (km 65+870) hasta el punto de entrega en el arroyo El Carrizo (km 103+925).

De acuerdo con el diseño de la conducción, desde su inicio se planteó la necesidad de manejarla con gastos variables en flujo establecido, lo anterior se basaba en la posibilidad de derivar agua en el km 74+953 (tramo a gravedad) hacia la ciudad de Ensenada. Partiendo de la idea de derivar 1.00 m³/s hacia esta ciudad, además de las distintas posibilidades al tomar en cuenta el número de equipos de bombeo

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

funcionando simultáneamente, en el acueducto se pueden manejar gastos variables en el tramo a gravedad como los siguientes: 1.30 m³/s, 2.60 m³/s y 3.90 m³/s. Estos gastos servirán de base para el cálculo de las pérdidas en las placas de orificio existentes.

Las características de las plantas de bombeo existentes en el acueducto mencionado se presentan en la Tabla 5.1.

Planta	Bombas en paralelo*	Tipo de bomba	H _s (m)	Q _s (m ³ /s)
PB-0	4	centrífuga vertical	55	1.30
PB-1	4	centrífuga horizontal	137	1.30
PB-2	4	centrífuga horizontal	137	1.30
PB-3	4	centrífuga horizontal	137	1.30
PB-4	4	centrífuga horizontal	335	1.30
PB-5	4	centrífuga horizontal	335	1.30

* Tres bombas son para operación simultánea y una de respaldo.

Tabla 5.1 Equipos de bombeo existentes en el acueducto Río Colorado - Tijuana

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

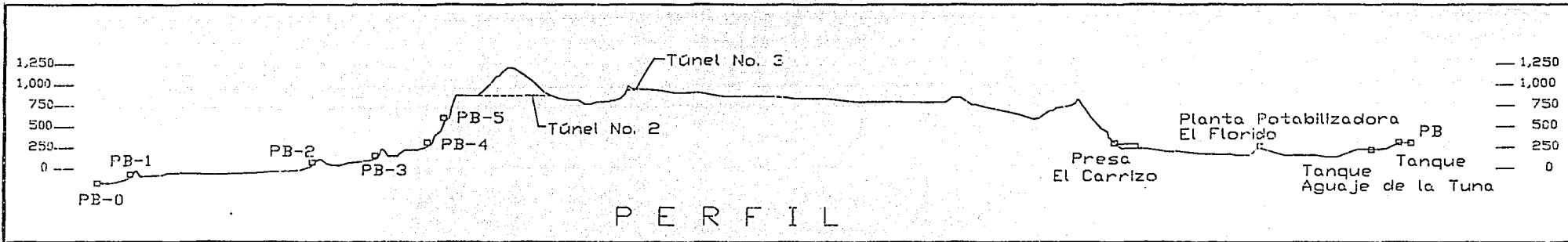
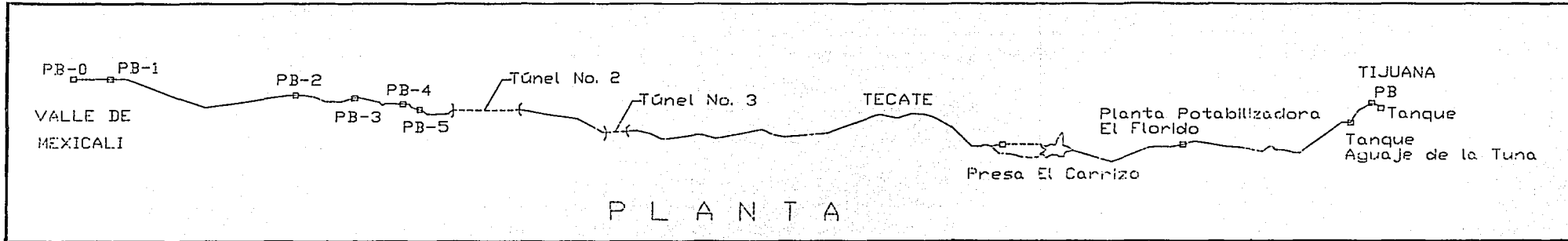


Figura 5.1 Planta y perfil del acueducto Río Colorado - Tijuana

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

5.2 Origen y características de las estructuras quebracarga

Desde el inicio de su operación, se detectaron problemas en el tramo a gravedad del acueducto: se presentaba el vaciado parcial de la tubería cada vez que se detenía la operación del sistema y aparecía la formación de rápidas, es decir velocidades muy altas no recomendables en este tipo de conducciones.

El hecho de tener varios tramos del acueducto vacíos, provoca que sea complicado conseguir el funcionamiento a flujo establecido cuando se reanuda su operación, en particular porque no se logra expulsar adecuadamente el aire atrapado del sistema.

El punto de entrega del acueducto al arroyo El Carrizo es de descarga libre, es decir no existe un tanque de descarga sino solamente una válvula al final de la tubería. El problema del vaciado en el tramo a gravedad se presentaba por la imposibilidad de cerrar la válvula al final de la tubería, si tal válvula se cerraba, entonces se imponía una carga estática en todo este tramo que excedía el límite de resistencia de la tubería de concreto pretensado. Por tanto, cuando la operación del acueducto se interrumpía, al no poder cerrar la válvula, se presentaba el problema de vaciado parcial en el tramo a gravedad.

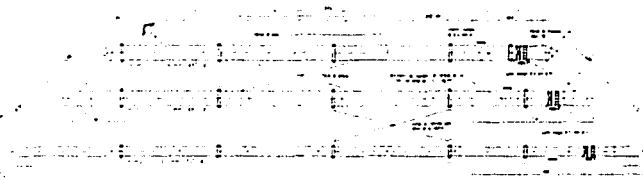
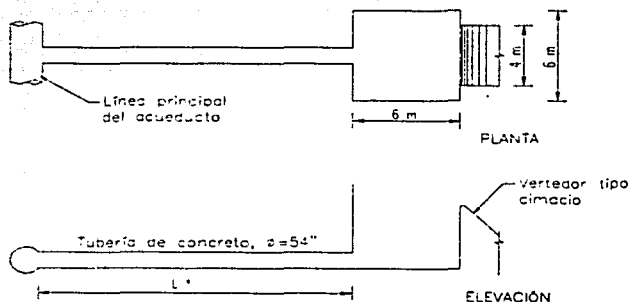


Figura 5.2 Planta del Quebracargas – I, km 64+876.70

La solución que se adoptó incluyó una combinación de orificios quiebracarga (ver figura 5.2) con estructuras vertedoras (ver figura 5.3). Con los quiebracargas se evita la formación de rápidas al disipar energía en las placas de orificio, y con las estructuras vertedoras se puede controlar el vaciado de la conducción.

Se colocaron tres estructuras quiebracarga, cada una localizada aguas abajo de cada estructura vertedora que también fueron tres. En la localización de los quiebracargas, se cuidó que durante la operación del acueducto a flujo establecido, las cotas piezométricas resultantes en los puntos de conexión línea principal-estructura vertedora, fueran menores que la cota de la cresta del cimacio para evitar el derrame de agua por tales estructuras. Las maniobras de arranque y paro en el tramo en estudio se realizan en forma manual. El arranque se hace con las válvulas de seccionamiento de los quiebracargas totalmente cerradas y la puesta en operación de una bomba en la PB-5. La apertura de las válvulas se empieza desde aguas arriba hacia aguas abajo e inicia cuando la estructura vertedora inmediata de aguas arriba está a punto de derramar, esta operación se repite para cada quiebracargas abriendo las válvulas del ramal correspondiente dependiendo del gasto de operación previamente establecido.



L * Longitud variable que se adecuará a la topografía local para lograr las elevaciones adecuadas de las estructuras vertedoras (se recomienda que sea lo más corta posible)

Figura 5.3 Esquema de la conexión entre la estructura vertedora y la línea principal.

La maniobra de paro se realiza desde aguas abajo hacia aguas arriba. Primero se cierra la válvula del quiebracargas más cercano a la descarga del acueducto, con lo cual se provoca que la estructura vertedora inmediata de aguas arriba esté a punto de derramar, en ese momento será necesario cerrar la válvula del quiebracargas de aguas arriba. Esta secuencia se repite hasta llegar al paro de la bomba en la PB-5.

En caso de un paro involuntario o accidental como la falla en la energía eléctrica (motores de las bombas), no es posible evitar el vaciado parcial del tramo a gravedad del acueducto.

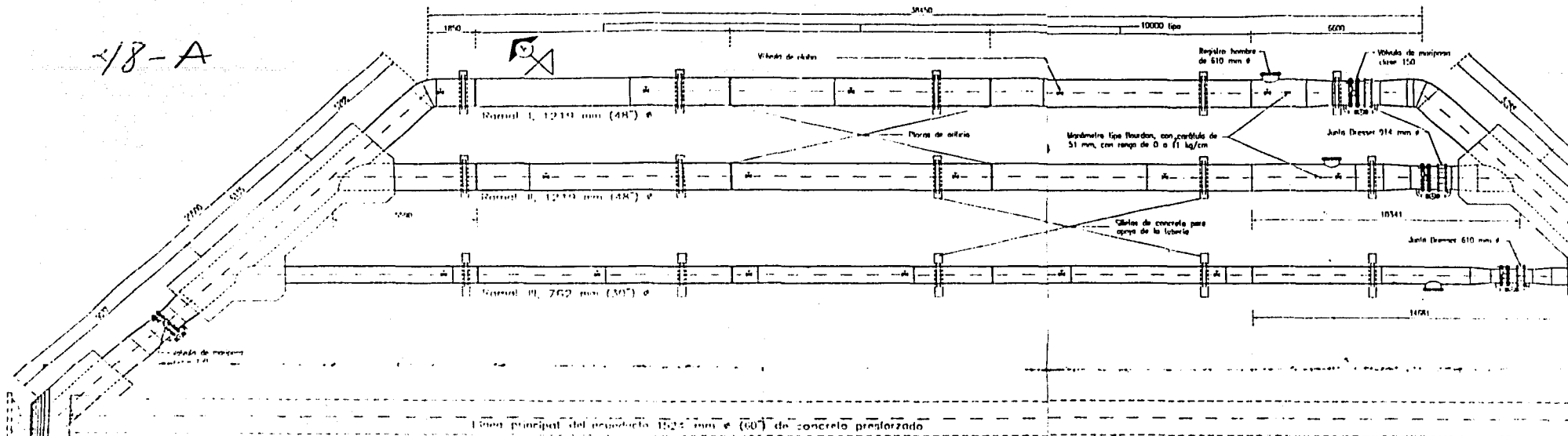
Con respecto a los quiebracargas, en la tabla 5.2 se presenta el número de placas de orificio existentes y sus características. Todas las placas de orificio son de acero ASTM A-36 con 38.1 mm de espesor.

Estación	Ramal	Número de placas de orificio	ϕ tubería (mm)	ϕ orificio (mm)
64+876.70	I	4	1219	523
	II	4	1219	671
	III	4	762	755
73+115.69	I	6	1219	529
	II	4	762	695
96+600	I	7	1219	494
	II	6	1219	648
	III	3	762	737

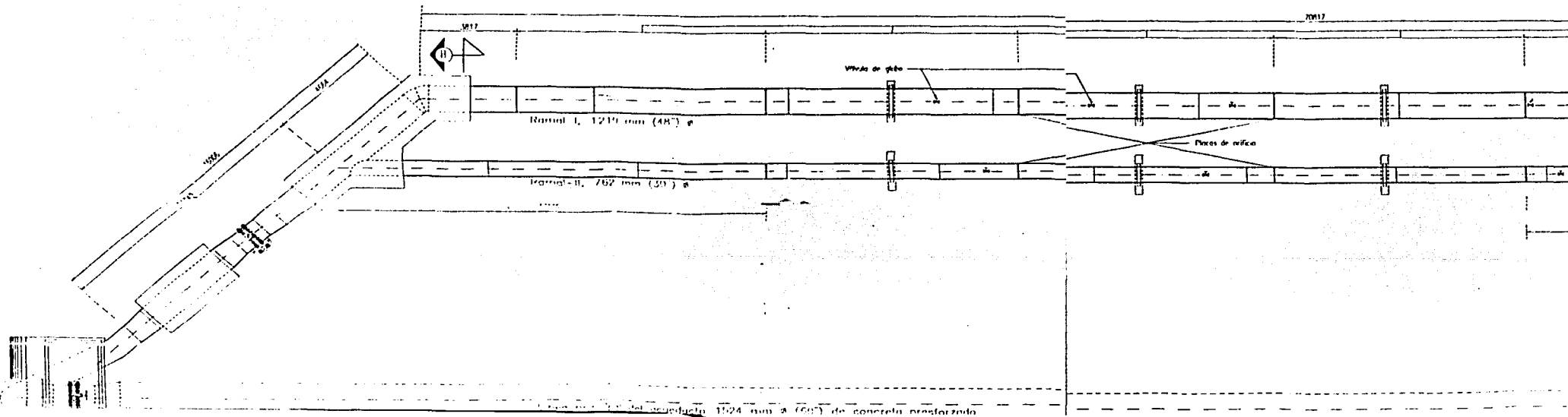
Tabla 5.2 Estructuras quiebracargas existentes en el acueducto Río Colorado - Tijuana

Las características de las estructuras quiebracarga así como de tuberías, válvulas y juntas que las integran, se presentan en el plano número RCT-101.

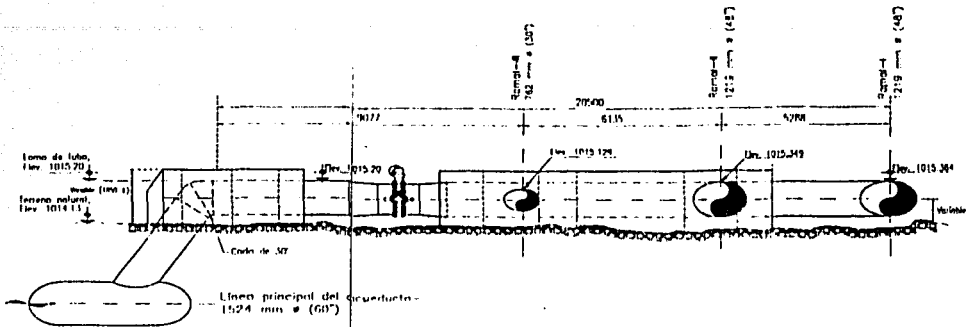
18-A



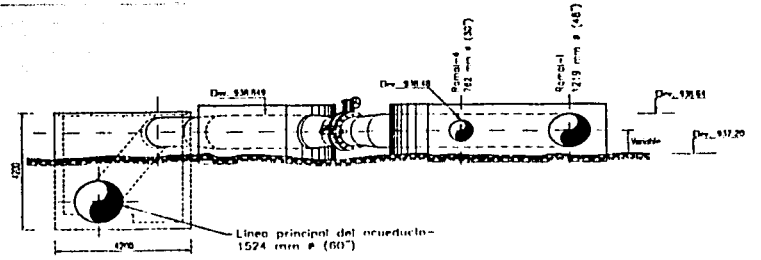
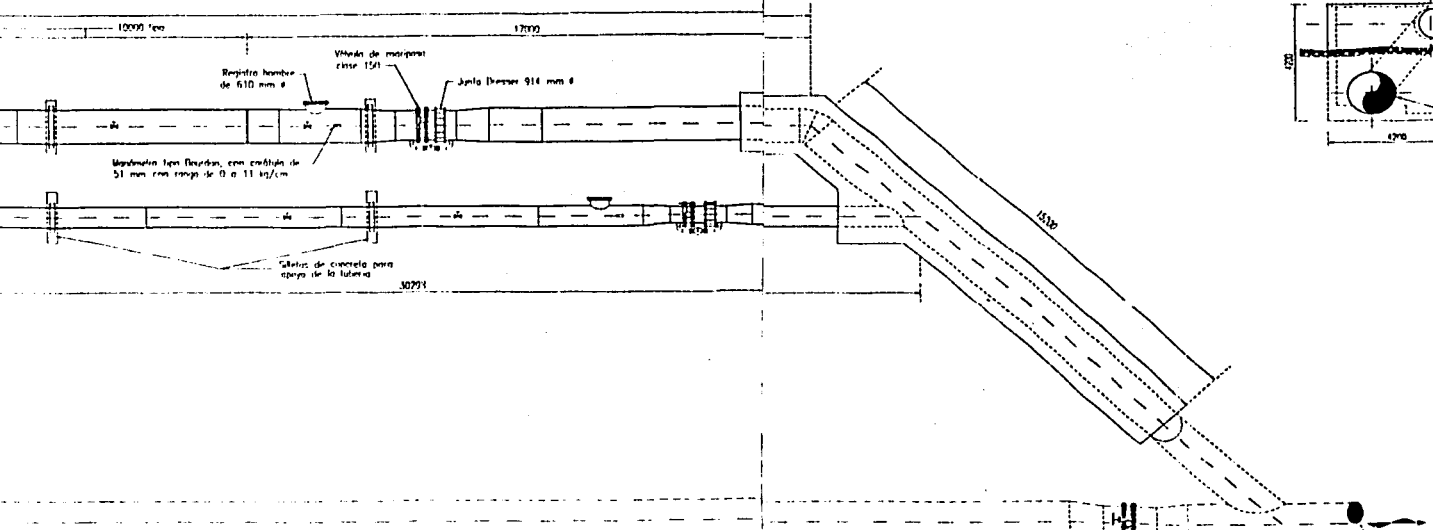
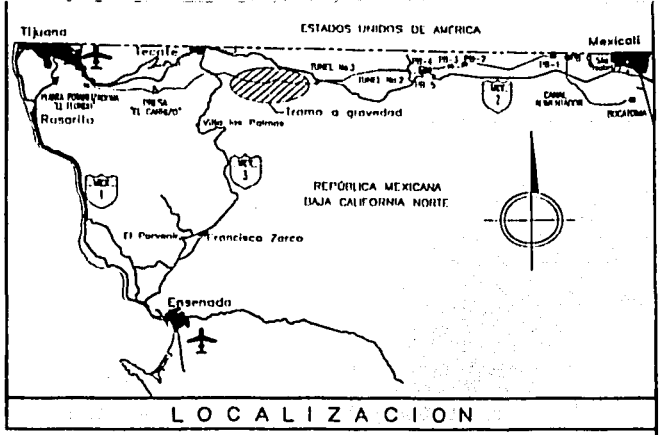
PLANTA
QUIEBRACARGAS-I KM 64+876.70



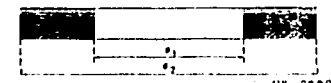
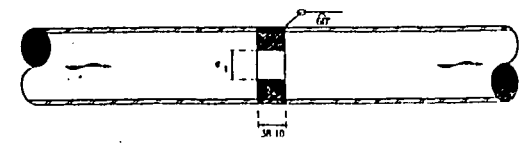
48-B



CORTE A-A



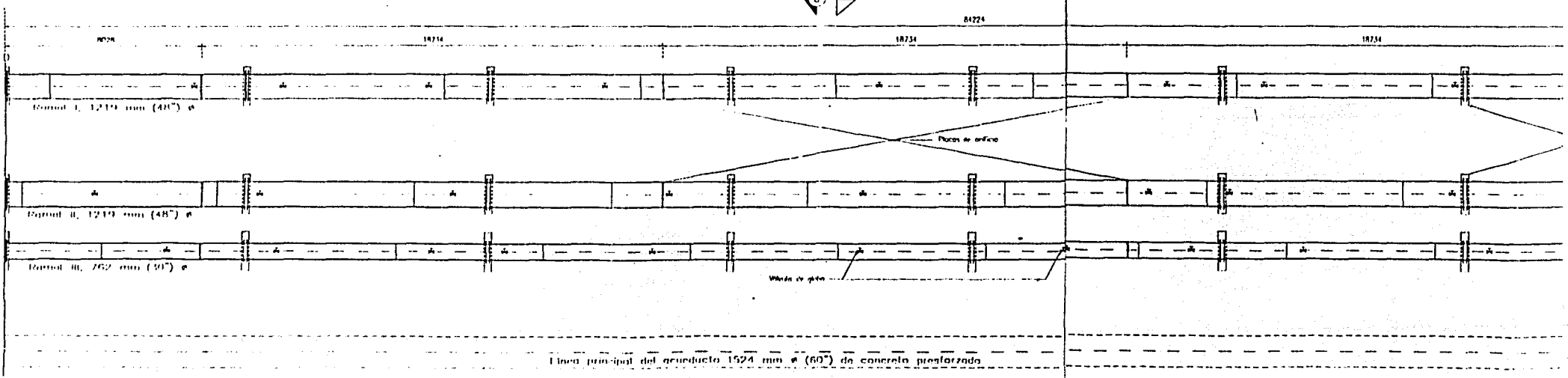
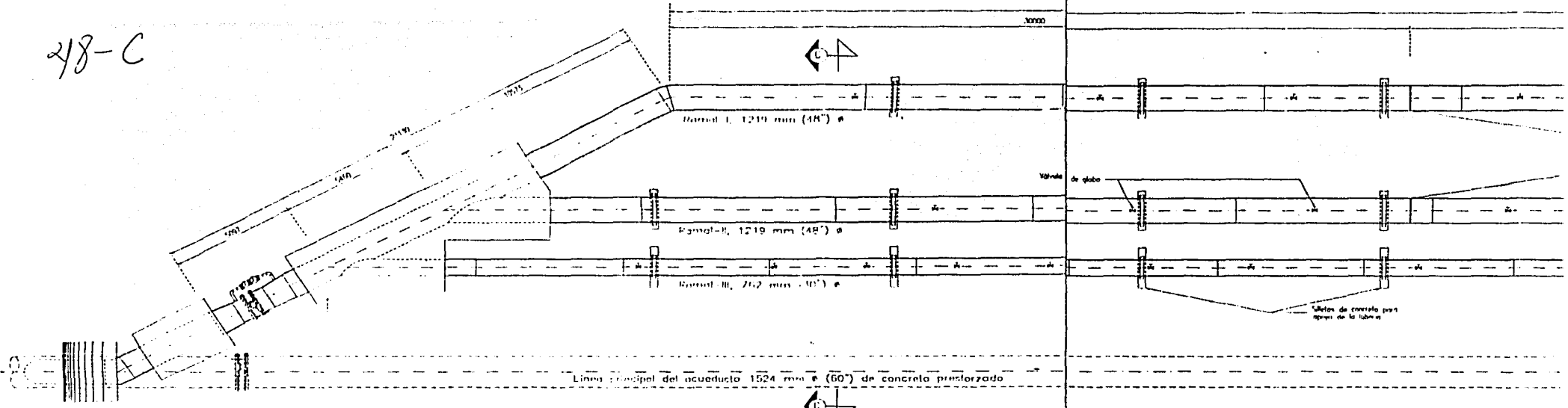
CORTE B-B



48-C

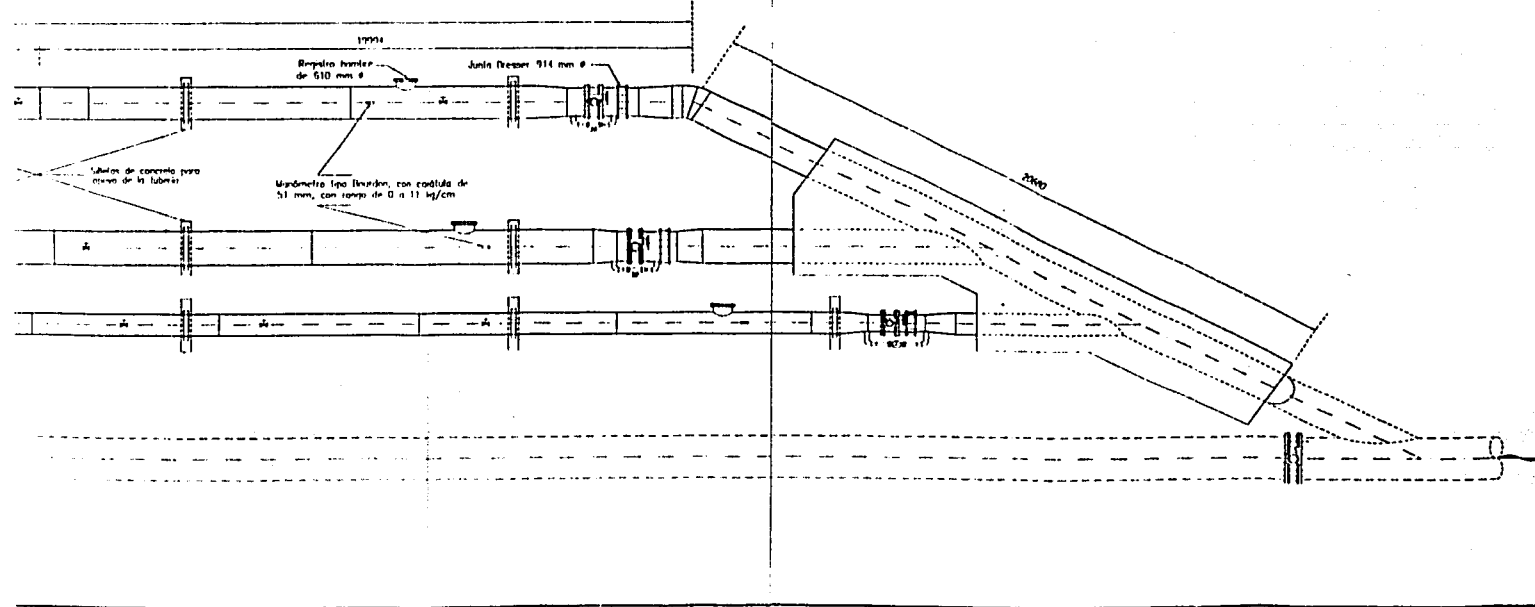
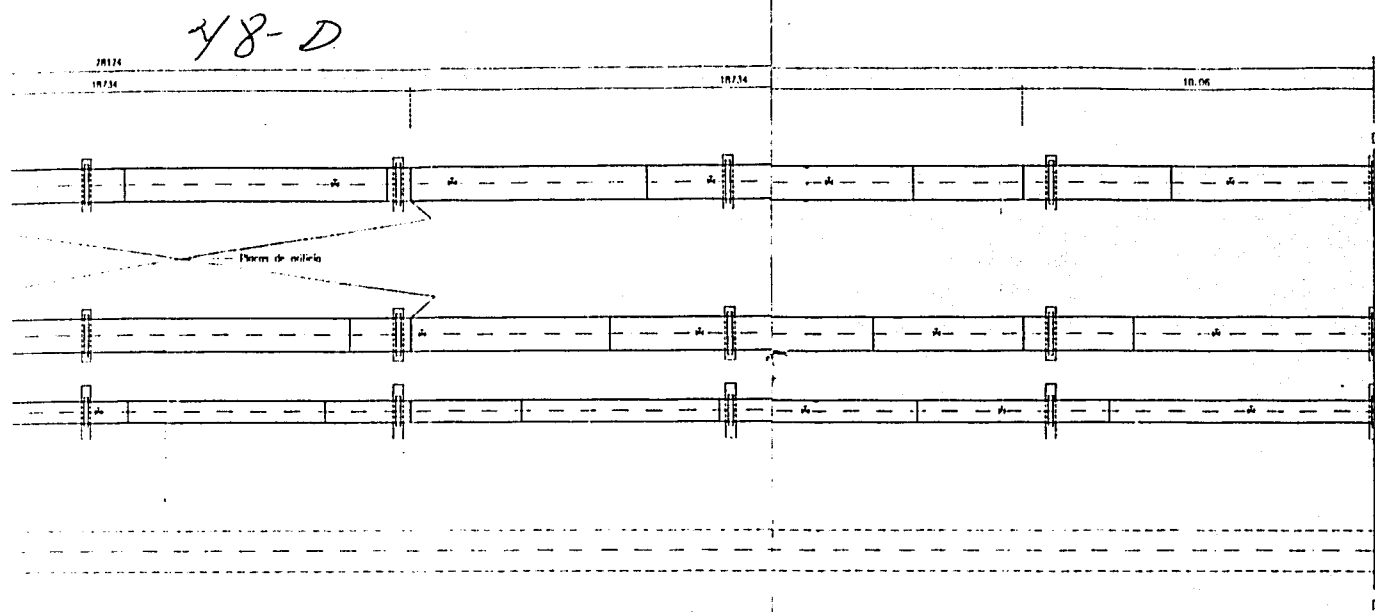


PLANTA
QUIBRACARGAS-II KM 73+115.69



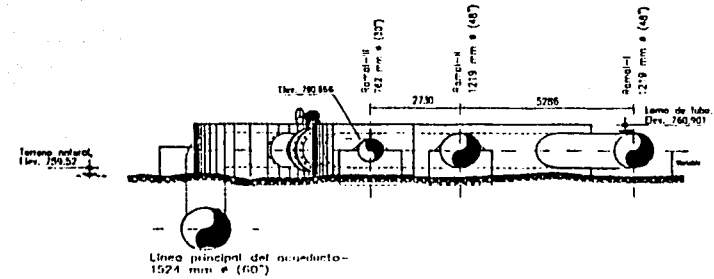
PLANTA
QUIBRACARGAS-III KM 96+600

48-D



Estación	Ramal	Espesor e (mm)	Diámetro e ₁ (mm)	Diámetro e ₂ (mm)	Número nominal de la placa
84+876.70	I	38.10	523	1219	1219
	II	38.10	671	1219	1219
	III	38.10	762	762	762
73+115.90	I	38.10	523	219	1219
	II	38.10	523	762	762
	III	38.10	494	1219	1219
88+800	I	38.10	848	1219	1219
	II	38.10	737	762	762
	III	38.10	737	762	762

DETALLE DE LAS PLACAS DE ORIFICIO



CORTE C-C

NOTAS:

Estaciones y elevaciones en metros.- Anotaciones en mm - salvo las indicadas en otra unidad.- El plano se formó a partir de los planos GRPBC-ARCT-OC.I, GRPBC-ARCT-OC.II y GRPBC-ARCT-OC.III, producto del levantamiento físico - elaborado por la Comisión Nacional del Agua en noviembre de 1999.- Todas las placas de orificio son de acero tipo - ASTM A-36 con 38.1 mm de espesor.- La tubería de - todos los ramales I, es de acero APIX-65-B.- La tubería de todos los ramales II y III, es de acero ASTM A53-B.-

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE INGENIERÍA DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO	
LAS MICROCENTRALES Y SU APLICACION AL ACUEDUCTO RIO COLORADO-TIJUANA ESTRUCTURAS QUIEBRACARGA EXISTENTES	
DIRECCION DE ESTUDIOS DE MAESTRIA	TITULO DE MAESTRIA
DR. RAFAEL CARRERA PARRIS	DRS. ESTEBAN LOPEZ GONZALEZ
FEBRERO DEL 2001	RCT-101

5.3 Capacidad instalada aprovechando la pérdida de energía

Si se toman en cuenta los gastos variables que pueden pasar por el acueducto y las pérdidas de carga generadas por las placas de orificio, se puede establecer que en cada placa se presenta un gasto y una carga hidráulica susceptibles de aprovecharse debido a que actualmente se traduce solamente en disipación de energía. Es decir, el escalón descendente y puntual de la línea piezométrica en cada placa, por efecto de las pérdidas, se puede transformar en un aprovechamiento para pequeña generación de energía eléctrica con ayuda de una turbina acoplada a un generador.

Para el caso de cualquier tubería, un orificio puede servir para aforar el gasto que pasa por dicha conducción o funcionar como estructura rompedora de carga, en ambos casos se considera que la pérdida de energía " Δw " puede obtenerse con la fórmula:

$$Q = \alpha \frac{\pi}{4} d^2 \sqrt{2g} \sqrt{\frac{1 + \alpha\beta^2}{1 - \alpha\beta^2}} \sqrt{\Delta w}; \quad (\text{Ref. 32})$$

donde

Q gasto, en m^3/s

d diámetro del orificio, en m

$\alpha = 0.60$

$$\beta = \frac{d}{D}$$

D diámetro interno de la tubería, en m

Δw pérdida de carga introducida por el orificio, en m

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Si consideramos que $\Delta w = H$, es decir que la pérdida de energía provocada por un orificio es igual a la carga H susceptible de aprovecharse, y al gasto Q que circula por una línea de conducción, la capacidad instalada de generación de energía eléctrica resulta de:

$$P = \gamma Q H \eta$$

donde $\gamma=9.81 \text{ kN/m}^3$

Q gasto, en m^3/s

H carga aprovechable, en m

$\eta=0.90$

P capacidad instalada, en kW; para obtenerla en MW se divide entre 1,000

Si la capacidad instalada P se expresa en MW, la posible generación de energía anual, en GWh, se expresa como:

$$GA = P(8.76) F$$

donde F es un factor menor que uno y toma en cuenta el tiempo de operación del acueducto. Aunque la operación de la conducción no está regida por una ley de demanda de agua potable, resulta importante considerar el tiempo necesario para darle mantenimiento al acueducto. En el año 2001 se realizaron tres paros programados para darle mantenimiento al acueducto, cada uno de tres días de duración. Otro parámetro considerado en el factor F, es la posibilidad de utilizar a la presa Abelardo L. Rodríguez como fuente de abastecimiento de agua potable para la ciudad de Tijuana, en el año 2001 no se utilizó como fuente a esta presa. Se considerará en forma conservadora un factor F igual a 0.85. En la Tabla 5.3 se presenta un resumen de la capacidad de generación instalada considerando microturbinas en lugar de placas de orificio, y la posible energía que se podría generar en un año.

Estación	Ramal	No. Placas	D m	d m	β	Q m^3/s	ΔW m	$\Sigma \Delta W=H$ m	P MW	Gen. anual GWh
64+876.70	I	4	1.219	0.523	0.4290	1.300	4.15	16.61	0.191	1.420
	II	4	1.219	0.671	0.5505	2.600	5.30	21.20	0.487	3.623
	III	4	0.762	0.755	0.9908	3.900	2.78	11.11	0.383	2.850
73+115.69	I	6	1.219	0.529	0.4340	1.300	3.95	23.68	0.272	2.024
	II	4	0.762	0.695	0.9121	2.600	2.22	8.89	0.204	1.519
96+600	I	7	1.219	0.494	0.4053	1.300	5.34	37.41	0.429	3.197
	II	6	1.219	0.648	0.5316	2.600	6.25	37.49	0.861	6.408
	III	3	0.762	0.737	0.9672	3.900	3.32	9.97	0.343	2.557

Tabla 5.3 Posible producción de energía considerando a las pérdidas como carga aprovechable.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

De la tabla anterior se puede mencionar que, para un gasto de 1.30 m³/s se tiene un total de 77.71 m de pérdida de carga por las placas de orificio, y la posibilidad de disponer de 0.892 MW de capacidad instalada, así como de 6.641 GWh al año. En la Tabla 5.4 se presenta un resumen para los tres gastos posibles con los cuales puede trabajar la línea de conducción.

Q m ³ /s	ΣH m	MW	GWh
1.30	77.71	0.892	6.641
2.60	67.57	1.551	11.550
3.90	21.09	0.726	5.407
Promedio	55.46	1.056	7.866

Tabla 5.4 Resumen de pérdidas y capacidad de generación.

Esta energía se podría aprovechar en el suministro a pequeños poblados cercanos o vendiéndola a la misma Comisión Federal de Electricidad, desde luego que se realizará un análisis beneficio – costo en el capítulo 7 para determinar su factibilidad.

5.4 Arreglo general

En un principio se pensó en colocar la planta generadora de electricidad al final del acueducto para disipar toda la carga con varias turbinas, con ello se dejarían fuera de operación las tres estructuras quiebracargas existentes. Lo anterior significaba tener solamente un escalón descendente en la línea piezométrica y no tres como actualmente existe, sin embargo se sobrepasaría la resistencia de la tubería a flujo establecido y existirían problemas en la operación del acueducto.

Se propone sustituir cada estructura quiebracarga por una microcentral, cada una con dos pequeñas turbinas verticales cuya capacidad instalada sea de 0.50 MW cada una, con ello el funcionamiento de la conducción seguirá siendo como hasta ahora se tiene, es decir con tres escalones descendentes.

TESTIS CON
FALLA DE ORIGEN

Para fines de diseño se consideran las variaciones del gasto y la carga para las diferentes condiciones en cada quiebracarga:

- a) Gasto de 1.30 m³/s (46 ft³/s) a 3.90 m³/s (138 ft³/s)
- b) Carga de 9.97 m (33 ft) a 37.49 m (123 ft)

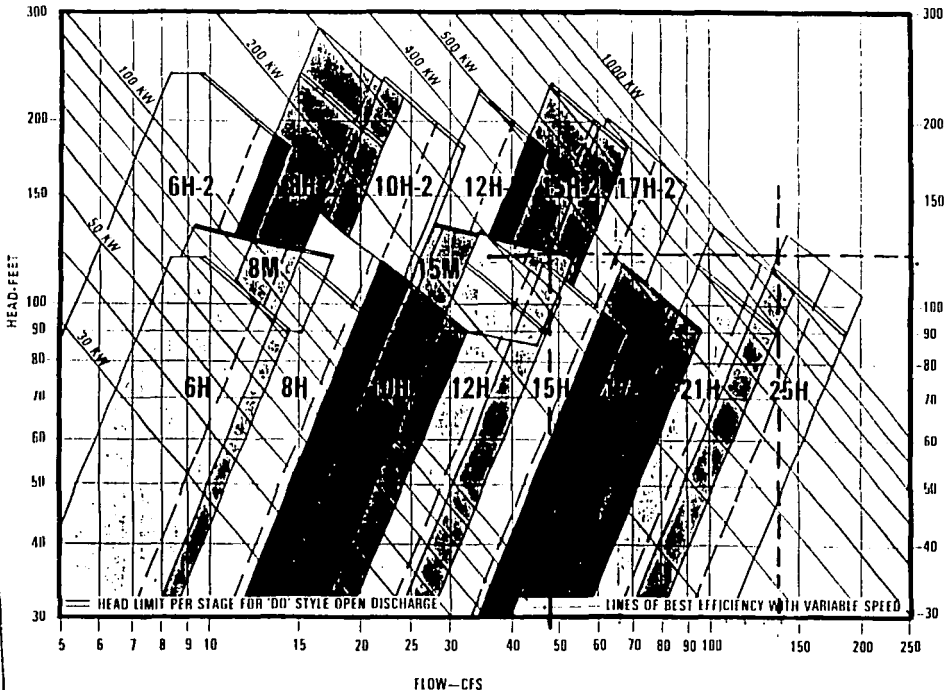
En total se proyecta tener seis pequeñas turbinas de 0.50 MW de capacidad instalada cada una, dos en cada una de las microcentrales (será una microcentral por cada quiebracarga). Lo anterior con fines de obtener un costo y evaluar económicamente la posibilidad de generación. De acuerdo con la carta de diseño para turbinas verticales anexa, se proponen los modelos con número 15H, 17H, 21H y 25H.

El arreglo general consiste en colocar la pequeña hidroturbina vertical acoplada a la tubería, la máquina incluye al generador en la parte superior y un bote en la parte inferior. En el bote están los rodetes acoplados a la flecha vertical que llega hasta el generador.

La selección del modelo para las microturbinas, tiene que ver con la posición de la entrada y salida del agua, sobre todo con la descarga que puede ser: abierta, a un conducto a presión y alineada. De acuerdo a como se presenta la situación existente en el acueducto, se considera a la descarga alineada como la mejor opción pues el agua deberá continuar a presión dentro del tubo.

De acuerdo con la fábrica de bombas Byron Jackson, para este tipo de turbinas se utilizan bombas verticales funcionando a la inversa, les hacen pequeños ajustes para acoplarles el generador y pueden resultar muy económicas.

En el capítulo siete se presenta el análisis económico del proyecto con costos y beneficios, así como la consecuente justificación para demostrar su factibilidad. En el siguiente capítulo se analizan las condiciones existentes a la salida del acueducto y las posibilidades para aprovechar la caída desde la salida de la tubería existente hasta la presa El Carrizo.



RANGE CHART — TKW TURBINE GENERATORS

TRANS CON
FALLA DE ORIGEN

S-2-A

CAPÍTULO 6

DESCARGA DEL ACUEDUCTO

6.1 Descripción de la descarga actual del acueducto

Actualmente el acueducto Río Colorado – Tijuana descarga al arroyo El Carrizo por medio de una tubería de concreto de 1.37 m (54") de diámetro, a la elevación 746.00 m.s.m.m. y en el cadenamiento 99+108. Desde este punto el agua corre a superficie libre hasta llegar al vaso de almacenamiento de la presa El Carrizo que se encuentra en la estación 112+700. Las principales características de dicha presa se presentan en la tabla 6.1.

Como puede observarse, existe una distancia de 13.592 km entre la salida del acueducto y la presa El Carrizo, además de un desnivel de 458.00 m si se considera como cota de llegada la elevación 288.00 (34 cm debajo de la corona de la cortina).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Bajo estas condiciones se plantea la posibilidad de aprovechar dicha caída para generación de energía eléctrica.

Capacidad total del vaso	43'324.000	m ³
Capacidad útil	34'220.000	m ³
Capacidad muerta	5'240.000	m ³
Superalmacenamiento	3'864.000	m ³
Elev. Corona de la cortina	288.34	m.s.n.m.
Elev. Nivel de aguas máximas	286.22	m.s.n.m.
Elev. Cresta del vertedor	284.70	m.s.n.m.
Longitud de la cresta del vertedor	20.00	m
Gasto máximo del vertedor	86.00	m ³ /s
Elev. Del umbral de la toma baja	263.75	m.s.n.m.
Elev. Del umbral de la toma intermedia	272.20	m.s.n.m.
Elev. Del umbral de la toma alta	280.70	m.s.n.m.
Gasto máximo normal de la obra de toma	6.00	m ³ /s
Gasto normal de la obra de toma	4.00	m ³ /s

Tabla 6.1 Características de la presa de regularización y almacenamiento El Carrizo.

6.2 Planteamiento de solución

En la figura 6.1 se puede apreciar el planteamiento de solución: tubería a presión con una planta generadora que descargue a la presa. Se propone que la tubería sea de acero por las presiones tan altas que deberá soportar.

Es necesaria la colocación de una estructura a la salida actual del acueducto para atenuar los transitorios del sistema, para ello se propone la colocación de una torre de oscilación.

Se presenta a continuación un dimensionamiento general de la tubería y la torre de oscilación a fin de establecer su valor económico y la justificación financiera del proyecto.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

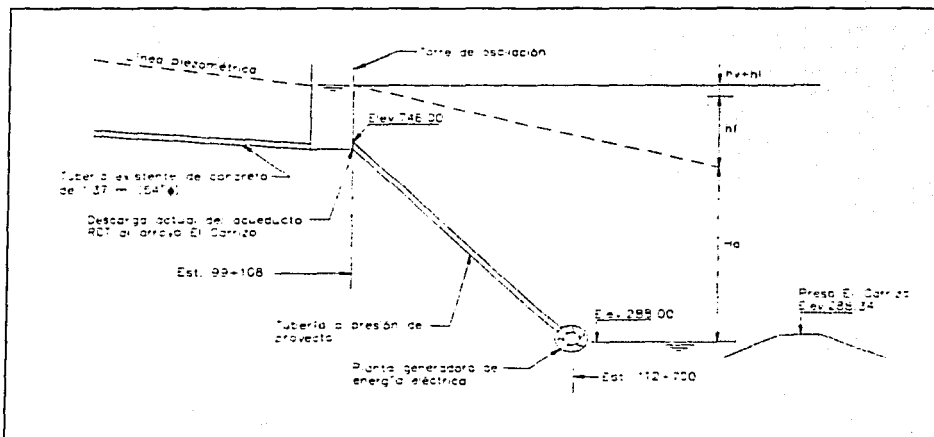


Figura 6.1 Esquema de solución para la generación de energía eléctrica.

6.3 Dimensionamiento general

Tomando como base la figura 6.1, se plantea un dimensionamiento general de la tubería, la torre de oscilación y la planta generadora.

Por ser pequeñas con respecto a las pérdidas por fricción (h_f), se considera despreciables a las pérdidas de velocidad y locales ($h_v + h_l$).

Así, la posible capacidad instalada es función de la carga aprovechable (H_a) si se considera al gasto (Q) como constante, además si se toma en cuenta que las pérdidas por fricción (h_f) son función del diámetro y del material de la tubería, el diámetro será función de la carga aprovechable.

Si se propone una tubería de acero, se pueden calcular los beneficios por la generación de electricidad para distintos diámetros y llegar a un diámetro óptimo.

El diámetro óptimo será el que resulte para los máximos beneficios por la generación de electricidad menos los costos, de otra manera se puede decir que será el que proporcione un mayor factor de beneficios entre costos. Para obtener la relación B/C se consideró una vida útil de 25 años. Los beneficios corresponderán a la venta de la energía eléctrica variando el precio del kWh en 10, 25 y 40 centavos. Los costos tomados en cuenta son los generados por la construcción de la tubería variando los diámetros en 1.02, 1.12, 1.37 y 1.52 m más los costos anuales por concepto de operación y mantenimiento.

Para hacer congruente el análisis, los beneficios y los costos se llevaron a valor presente con ayuda de la siguiente fórmula:

$$P = A \left(\frac{(1+r)^t - 1}{r(1+r)^t} \right); \quad \text{Ref. 33}$$

donde

A anualidad (por ejemplo operación y mantenimiento, o venta anual de energía eléctrica)

r tasa de interés

t período, en años

En la Tabla 6.2 se presenta un análisis para los cuatro diferentes diámetros tomados en cuenta. En las Tablas 6.3 a 6.6 se presenta el análisis de sensibilidad para diferentes tasas de interés y precios del kWh.

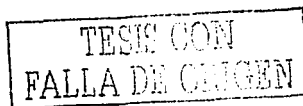
$$hf = KQ^2 L$$

$$K = 10.293 n^2 / (D^{1/3})$$

n = 0.012 r = 10 % Período = 25 años
 Ha total = 458.00 m \$/kWh = 0.25

D	K	Q	L	hf	Haprov.	Cap. Inst.	Cap. Gener.	Gen. Anual	B Actual	Tubo	Oper. y Mant.	C Actual	B/C	
pulg.	m	m ³ /s	m	m	m	kW	GWh/año	M\$/año	M\$	M\$	M\$/año	M\$		
40	1.02	0.0013619	3.90	13.592	281.55	176.45	6.076	45.24	11.31	102.66	57.77	2.89	83.98	1.22
44	1.12	0.0008192	3.90	13.592	169.35	286.65	9.939	74.01	18.50	167.94	64.56	3.23	93.66	1.80
54	1.37	0.0002748	3.90	13.592	56.81	401.19	13.814	102.86	25.72	233.42	67.96	3.40	98.80	2.36
60	1.52	0.0001567	3.90	13.592	32.39	425.61	14.655	109.12	27.28	247.63	81.55	4.08	118.56	2.09

Tabla 6.2 Determinación del diámetro de la tubería de presión.



D=1.02		\$/kWh	
r %	0.10	0.25	0.40
5	0.648	1.619	2.590
10	0.489	1.222	1.956
12	0.441	1.103	1.765

Tabla 6.3 Relación B/C

D=1.12		\$/kWh	
r %	0.10	0.25	0.40
5	0.948	2.369	3.791
10	0.716	1.789	2.863
12	0.646	1.614	2.583

Tabla 6.4 Relación B/C

D=1.37		\$/kWh	
r %	0.10	0.25	0.40
5	1.251	3.128	5.005
10	0.945	2.362	3.780
12	0.853	2.132	3.411

Tabla 6.5 Relación B/C

D=1.52		\$/kWh	
r %	0.10	0.25	0.40
5	1.106	2.766	4.425
10	0.835	2.089	3.342
12	0.754	1.885	3.015

Tabla 6.6 Relación B/C

La relación B/C es mayor para la tubería de 1.37 m, se elige una tubería de acero de 54" de diámetro. En la figura 6.2 se dibujan los beneficios para el primer año por la generación de energía eléctrica para los cuatro diámetros, se aprecia un incremento importante de beneficios al pasar de 1.12 a 1.37 m, sin embargo al pasar de 1.37 a 1.52 m se presenta una tendencia hacia un valor constante de los beneficios.

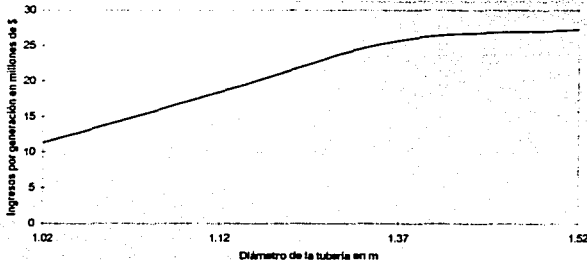


Figura 6.2 Determinación del diámetro de la tubería de presión.

Para el dimensionamiento de la torre de oscilación se debe realizar un análisis de fenómenos transitorios por oscilación de masa, en el caso del presente trabajo se propusieron dimensiones y se revisó su funcionamiento con ayuda del método de Euler (Ref. 28), no se presentan los detalles del análisis, solamente se presenta la figura 6.3 en donde aparecen los resultados para el caso de la estructura propuesta.

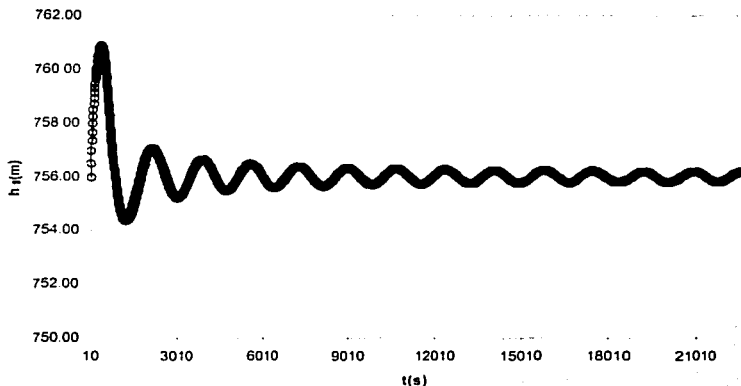


Figura 6.3 Niveles en la torre de oscilación de 10 m de diámetro.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se considerará una torre de oscilación cilíndrica de concreto, de sección circular de 10 m de diámetro y de 15 m de altura.

Por otro lado, la planta generadora de energía eléctrica deberá tener una capacidad instalada de 14 MW. Para fines de cuantificar el costo y obtener la factibilidad económica de las obras, se propone la colocación de siete microturbinas de 2 MW cada una.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPÍTULO 7

INVERSIONES, BENEFICIOS Y COSTOS

7.1 Costos

De acuerdo con el Electric Power Research Institute (Ref. 3), la composición aproximada de los costos de capital de un proyecto debe considerar tres aspectos que son: equipo mecánico, obra civil y finalmente indirectos como intereses durante la construcción e ingeniería. Desde la base de considerar al 100% como el costo total del proyecto, este Instituto maneja los límites máximo y mínimo para cada uno de los componentes, en la tabla 7.1 se presentan los datos correspondientes.

Componentes	Minima obra civil %	Máxima obra civil %
Equipo mecánico	55	25
Obra civil	15	45
Indirectos	30	30
Total	100	100

Tabla 7.1 Composición de los costos de capital (Ref. 3)

Generalmente, en estudios preliminares es necesario considerar el costo total del proyecto. Primero se calculará el costo del equipo mecánico, posteriormente se definirá el costo de la obra civil incluyendo los indirectos. La estimación del costo del equipo para el proyecto de microcentrales en el acueducto Río Colorado – Tijuana, se basará en la siguiente fórmula:

$$C_p = 16,100 \text{ kW}^{0.82} H_R^{-0.35} ; \quad \text{Ref. 3}$$

donde

C_p costos de equipo, en dólares U.S. de 1987

kW capacidad total de la planta, en kW

H_R carga, en m

De acuerdo con los autores de la fórmula, se obtienen resultados satisfactorios de los costos estimados (más o menos 20%) para intervalos de capacidad de una planta desde 50 a 40,000 kW.

Para tomar en cuenta que los costos obtenidos serían en dólares norteamericanos de 1987, se consideró el índice de precios Marshall & Stevens de 1970 a 1976 (Ref. 33). Este índice relaciona los costos de la industria de procesos en los Estados Unidos de América, año por año, y con una base de 100 en 1926. Con los datos del índice de cada año (1970-1976), se realizó un análisis de regresión lineal para obtener los valores del índice en los años 1987 y 2002, los resultados fueron de 769 y 1,207 respectivamente. El factor de inflación que se aplicó al análisis resultó de 1.57.

De acuerdo con la Referencia 3, para obtener el costo total del proyecto, se utilizará el concepto de "factor de sitio": es la relación entre el costo total del proyecto dividido entre el costo del equipo para un proyecto hidroeléctrico.

El factor de sitio toma en cuenta a las componentes de costos que se presentan en todos los proyectos hidroeléctricos, como son: obra civil, casa de máquinas, costos de ingeniería e indirectos. No incluye los costos de una posible presa, vertedor, ni línea de transmisión. Estos últimos factores pueden incrementar mucho el costo total

del proyecto, pero no se presentan en muchos proyectos hidroeléctricos y pueden ser determinados en forma separada.

El factor de sitio para una planta con capacidad menor o igual que 5 MW, se puede calcular con la fórmula:

$$SF = 9.8 \text{ kW}^{-0.14} ; \quad \text{Ref.3}$$

donde

SF factor de sitio

kW capacidad total de la planta, en kW

Si la capacidad instalada de la planta es mayor que 5 MW, el factor de sitio es constante e igual a 3.

El costo de la línea de transmisión de energía eléctrica se obtuvo con ayuda de la figura 6.28 de la Ref. 3. Se consideró una capacidad instalada de 1 MW por cada una de las tres microcentrales y un total de 30 km de longitud. La línea se supuso con un voltaje de 34.5 kV. Con estos datos, de la gráfica se obtiene un monto de 37,200 dólares U.S. de 1987 por kilómetro. Para actualizar el valor se multiplicó el valor anterior por el factor de inflación de 1.57 antes explicado. Finalmente, tomando en cuenta un valor de 9.80 pesos por dólar U.S., el costo por la línea de transmisión de 30 km de longitud resultó de \$17'170,776.00

Para el caso de la torre de oscilación y la tubería a presión, su costo se estimó considerando los precios del acero de refuerzo, concreto, cimbra y acero para la tubería. En la tabla 7.2 se presenta un resumen del costo total de las obras incluyendo los beneficios económicos por la venta de energía eléctrica. El precio de venta del kWh se consideró variable para revisar su influencia en la factibilidad del proyecto, se supuso en \$0.30, \$0.40 y \$0.55.

Los costos de operación y mantenimiento para pequeñas plantas hidroeléctricas varían entre 1 y 2 % de los costos de capital del proyecto (Ref. 3), para el presente estudio este porcentaje se considerará igual al 2 %.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Estructura	Cap. inst. kW	Carga en m Ha	Gener. anual kWh	C o s t o s			Beneficios anuales en pesos (\$ / kWh)		
				C _r en dólares	SF	C _T en pesos	0.30	0.40	0.55
Microcentral en QC-1	1,000	21 20	3,623,000	2,503,271 63	3 73	91,402,932 29	1,086,900 00	1,449,200 00	1,992,650 00
Microcentral en QC-2	1,000	23 68	2,024,000	2,408,196 57	3 73	87,931,419 78	607,200 00	809,600 00	1,113,200 00
Microcentral en QC-3	1,000	37 49	6,408,000	2,050,478 05	3 73	74,869,903 90	1,922,400 00	2,563,200 00	3,524,400 00
Planta en la presa El Carrozo	14,000	401.19	102,860,000	7,787,140 00	3 00	228,941,916 14	30,858,000 00	41,144,000 00	56,573,000 00
Línea de transmisión	-	-	-	-	-	17,170,776 00	-	-	-
Tubería de acero de 1.37 m ø	-	-	-	-	-	67,960,000 00	-	-	-
Torre de oscilación de 10 m ø	-	-	-	-	-	1,008,452 00	-	-	-
T o t a l	17,000	-	114,915,000	14,749,086 25	-	569,285,400 10	34,474,500 00	45,966,000 00	63,203,250 00

Tabla 7.2 Costos y beneficios de las obras propuestas.

1 U.S.= \$9.80

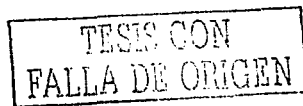
Factor de inflación=1.57

7.2 Beneficios económicos y no económicos

Los beneficios económicos por la construcción del proyecto, serán los obtenidos por la venta de energía eléctrica a la CFE e incluso a particulares como fábricas o maquiladoras que abundan en la zona fronteriza con los Estados Unidos. De acuerdo con la Tabla 7.2, en las plantas generadoras de proyecto, se podrían llegar a generar un promedio de 114.915 GWh al año. Considerando un precio promedio de \$0.40 por kWh, se obtiene un beneficio por generación de energía eléctrica de \$45'966,000.00 al año.

Además de los beneficios económicos mencionados, se tendrán otros de tipo no económicos, como puede ser la optimización del uso de la energía, la mejora del nivel de vida de los habitantes de la región, apertura de fuentes de empleo aunque sea en número pequeño, posibilidades de desarrollo de pequeñas industrias y servir de ejemplo para proyectos futuros. Así mismo se tendría trabajo para las gentes del lugar tanto en la construcción como en la operación y mantenimiento del sistema.

Es importante destacar que no se está considerando tecnología nueva, este tipo de sistemas se han venido utilizando en diversos países como se presenta en el Capítulo 2 de este trabajo, solamente se propone una adaptación al caso de un acueducto, dicha solución no se utiliza actualmente en México y se podría considerar sólo como una innovación en el campo de la generación de energía.

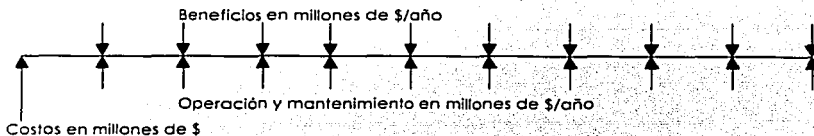


7.3 Justificación del proyecto

Gran parte de la justificación técnica del proyecto se refiere a las grandes ventajas ecológicas de la hidroelectricidad, al no generar residuos sólidos y tener un nulo deterioro del medio ambiente y el agua, las microcentrales ofrecen una alternativa digna de tomarse en cuenta en la solución de la demanda de electricidad, sobre todo en localidades alejadas en donde resultan muy caros los combustibles.

El alto costo de los combustibles fósiles como el carbón, petróleo y gas, han hecho de la microhidroelectricidad la mejor de las alternativas, otra gran ventaja consiste en la operación de estas pequeñas plantas pues no se requiere personal tan especializado.

Para justificar el proyecto se realizará un análisis en donde se obtendrá la relación beneficio – costo B/C. Los beneficios corresponden a la venta de energía eléctrica y los costos incluyen a la obra civil, maquinaria, línea de transmisión y gastos por concepto de operación y mantenimiento. De acuerdo con el U.S. Internal Revenue Service (Ref. 3), el horizonte de proyecto para pequeñas hidroeléctricas es de 50 años, se utilizará este período para encontrar la relación B/C del proyecto. Tanto los beneficios como los costos se llevarán a valor presente mediante la fórmula del inciso 6.3 de este trabajo y de acuerdo con el siguiente esquema de flujo de inversiones:



Se realizó el análisis para diferentes tasas de interés, desde 3 % hasta un 12 % anual, con ello se logró calibrar la sensibilidad del proyecto ante esta variable.

En la tabla 7.3 se resumen los resultados obtenidos. La relación B/C es mayor o igual a uno para tasas de interés entre 3 y 9 % dependiendo del precio de venta del kWh. Se considera al proyecto como factible pues la tasa de interés requerida está dentro de un rango aceptable para las condiciones de nuestro país. Además el precio del kWh es atractivo, por compararlo se puede mencionar que el precio actual para uso residencial es de \$0.55.

B/C r (%)	\$ / kWh		
	0.30	0.40	0.55
3	1.03	1.37	1.89
4	0.91	1.21	1.67
5	0.81	1.08	1.48
6	0.73	0.97	1.33
7	0.65	0.87	1.20
8	0.60	0.79	1.09
9	0.54	0.73	1.00
10	0.50	0.67	0.92
11	0.46	0.62	0.85
12	0.43	0.58	0.79

Tabla 7.3 Relación B/C para diferentes tasas de interés y \$/kWh

A fin de instalar las pequeñas turbinas y todos los equipos de la microcentral, se deberá hacer un estudio socioeconómico de la población cercana al sitio y plantear a la CFE la venta de energía eléctrica de acuerdo con los lineamientos que marca la Ley y que se mencionan en la sección 3.3 de este trabajo, desde luego que está abierta la posibilidad de desarrollar este proyecto con capital privado siempre y cuando se cumpla con los requisitos en materia de generación que marca la Secretaría de Energía mencionados en la misma sección 3.3.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Dentro del análisis presentado, se pueden mencionar las siguientes conclusiones y las consecuentes recomendaciones:

1. El proyecto de colocar pequeñas hidroeléctricas en lugar de placas de orificio en el acueducto Río Colorado Tijuana, resulta factible técnica y económicamente para tasas de interés del 3% hasta el 5% y precios del kWh de \$0.55 hasta \$0.40.
2. Tomando en cuenta los altos costos que el ser humano paga por el aprovechamiento de la energía y que los energéticos cada vez son más costosos, se recomienda no utilizar placas de orificio en acueductos para perder cargas tan altas como en el acueducto Río Colorado - Tijuana: para un gasto de 1.30 m³/s, se pierden 77 m sumando los tres quiebracargas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3. La mayor parte de las hidroeléctricas de nuestro país están por llegar a su vida útil, el 75% tienen entre 40 y 50 años de estar en operación, se recomienda disponer de un programa de revisión y/o re-equipamiento continuo.
4. Se recomienda iniciar la preparación de personal técnico para que México disponga de especialistas en el proyecto de plantas de rebombeo, en paralelo se pueden empezar a realizar estudios sobre sitios alternativos para este tipo de obras hidráulicas.
5. Si el Gobierno Federal permite la participación más activa del sector privado en la generación y distribución de energía eléctrica, no se podrán omitir las experiencias de otras naciones al respecto. Las empresas paraestatales estarán obligadas a lograr una modernización u optimización de sus recursos para ser más competitivas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

BIBLIOGRAFÍA

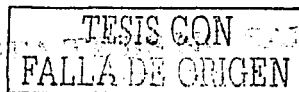
1. Energía hidroeléctrica. Turbinas y plantas generadoras.
Manuel Viejo Zubicaray
Pedro Alonso Palacios
Edit. LIMUSA
México, 1977
2. Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas.
Claudio Mataix
Edit. HARLA
México, 1982
3. Hydropower Engineering Handbook
John S. Gulliver
Roger E. A. Arndt
Mc Graw Hill, 1991
4. Apuntes de Hidráulica III.
Uriel Mancebo del Castillo y M. del C.
5. New Markets for Small-scale Hydro.
E.A. Maurer, Sulzer Hydro Ltd, Switzerland, 2000.
6. Micro Hydro Power Stations
C.T. Advani
Jefe del Departamento de Presas e Hidroeléctricas.
Francia, Febrero de 1975
SOGREAH Consulting Engineers
7. African Energy. Vol. No. 1 Story
Supplier's News
Argument For water as energy source.
8. Aspectos hidromecánicos de plantas hidroeléctricas.
José Luis Sánchez Bribiesca.
CFE- Instituto de Ingeniería, UNAM 1981
9. El desarrollo de las presas en México.
Asociación Mexicana de Hidráulica, 1999
10. Acueducto Río Colorado - Tijuana. Revisión del diseño hidráulico en el tramo a
gravedad entre los Km 65+870 y 103+925. Mediciones en prototipo relacionadas
con el problema de cavitación.
Lázaro Aguilar Moreno, Rafael Guarga Ferro, José L. Sánchez Bribiesca y Eduardo
Rodal Canales. Instituto de Ingeniería de la UNAM. Febrero, 1986

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

11. Hydro Generation Plant Equipment.
Master Plan for Rural Electrification in Indonesia.
Enero, 2000.
12. The refurbishment of small hydro plants in Italy. A. Natale y V. Manes, ENEL, Italia.
The International Journal Hydropower & Dams. Vol. 4, No. 2, 1997.
13. Tapping into the market.
I. M. Sahai.
Rabindra Nagar, Nueva Delhi.
Water Power & Dam Construction, marzo, 1997.
14. Opportunity knocks for Scottish hydro.
Tom Douglas.
Water Power & Dam Construction, mayo, 1997.
15. The role of the hydraulic laboratory in small hydro development.
V. Denis, MHylab, Suiza.
The International Journal Hydropower & Dams. Vol. 5, No. 4, 1998.
16. A call for help from Afghanistan.
Habibullah Frakmand y P.W. Wicke
Water Power & Dam Construction, febrero, 1999.
17. Re-inventing the waterwheel.
Paul Bromley.
Water Power & Dam Construction, febrero, 1999.
18. Solving the island problem.
Janet Wood
Water Power & Dam Construction, febrero, 1999.
19. What Role Do Renewables Play in a Deregulated Electricity Market?
Mónica Havskjold
Hydro Review Worldwide. Vol. 7, No. 2, mayo, 1999.
20. Small hydro in Europe helps meet CO₂ targets.
Gianluca Tondi y David Chiamonti, Florencia, Italia.
Water Power & Dam Construction, julio, 1999.
21. Obras hidráulicas.
Francisco Torres H.
Edit. LIMUSA. Segunda edición. 1990.
22. Water current turbines: Providing pumping, power in remote areas.
Hydro Review Worldwide. Vol. 6, No. 5, noviembre, 1998.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

23. Hydroplants in Switzerland changing markets and politics.
H. Leutwiler, ITECO Engineering Ltd., Switzerland.
The International Journal on Hydropower and Dams.
Vol. 4, No. 2, 1997.
24. Causes of breakdowns at micro hydro systems.
Andy Brown, Dulas Ltd. UK
MHPG
Hydropower and Dams.
Vol. 5, No. 4, 1998.
25. Estudio de la situación actual de la microhidráulica nacional y potencial en la región de los estados de Veracruz y Puebla.
Secretaría de Energía.- Comisión Nacional para el Ahorro de Energía CONAE
México, 1996
26. Estado Actual de la Evaluación del Potencial Hidroeléctrico Nacional
Ing. Javier González Villareal
Ingeniería, Nueva Epoca, Vol. L, No. 3, 1980
27. Using Micro-Hydropower in the Zairian Village
Mark Thornbloom, Debo Ngbangadia y Mambo Assama
Solar Energy, Vol. 49, Nos. 1-3, 1997
28. Transitorios por oscilación de masa en acueductos a presión.
Rafael Carmona Paredes
Instituto de Ingeniería, UNAM
Revista Ingeniería Hidráulica en México, enero - abril de 1990.
29. History of hydraulics
Hunter Rouse y Simon Ince
Dover Publications, Inc.
New York, 1956
30. La ingeniería de presas y la hidrogenación en las próximas décadas.
Dr. Humberto Marengo Mogollón
Comisión Federal de Electricidad CFE
Ingeniería Civil 313, mayo de 1995
México, D.F.
31. Byron Jackson VKW turbine for small hydroelectric sites.
Byron Jackson Division Borg - Warner Corporation
México, D.F., 1984
32. Measurement of flow by means of orifice plates nozzlelet and venturi tubes inserted in circular cross - section conduits running full
ISO 5167 - 1980 . E, International Organization for Standarditation, 1980



33. Recursos hidráulicos, planeación y administración

Otto J. Helweg

Edit. LIMUSA

México, 1992

34. Evaluación de Proyectos

Serie del Instituto de Ingeniería UNAM 577

Ramón Domínguez Mora

México, febrero de 1996

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN