



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIOS BÁSICOS PARA DETERMINAR LA
PREFACTIBILIDAD DE UN EQUIPAMIENTO
HIDROELÉCTRICO, EN PRESAS CUYO PROPÓSITO ES
DISTINTO AL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO CIVIL

PRESENTA:

JOSÉ DE JESÚS RIVAS CARPIO

DIRECTORA DE TESIS:

M.I. NIKTE NORMA OCAMPO GUERRERO



MÉXICO, D.F.

2013



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

DIVISIÓN DE INGENIERÍAS CIVIL Y GEOMÁTICA
COMITÉ DE TITULACIÓN
FING/DICyG/SEAC/UTIT/076/10

Señor
JOSÉ DE JESÚS RIVAS CARPIO
Presente

En atención a su solicitud me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora M.I. NIKTE NORMA OCAMPO GUERRERO, que aprobó este Comité, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de INGENIERO CIVIL.

"ESTUDIOS BÁSICOS PARA DETERMINAR LA PREFACTIBILIDAD DE UN EQUIPAMIENTO HIDROELÉCTRICO, EN PRESAS CUYO PROPÓSITO ES DISTINTO AL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA"

- I. INTRODUCCIÓN
- II. PANORAMA GENERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO
- III. INFRAESTRUCTURA ACTUAL DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN
- IV. ESTADO ACTUAL DE LAS PRESAS EN MÉXICO
- V. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS
- VI. ETAPAS DE ESTUDIO PARA DETERMINAR LA PREFACTIBILIDAD DE UN EQUIPAMIENTO HIDROELÉCTRICO
- VII. CONCLUSIONES

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el Título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar Examen Profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria a 6 de agosto del 2013.
EL PRESIDENTE

M.I. JOSÉ LUIS TRIGOS SUÁREZ

JLTS/MTH*gar.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a Dios por todas las oportunidades y personas que pone en mi camino.

A mis padres, María de Jesús y José Juan, por darme la vida y siempre velar por mi educación.

A mis hermanos, Ricardo y Adriana, por ser parte de mi vida y apoyarme en mi camino.

A mis sobrinos por ser un motivo de superación.

A mis cuñados por todo el apoyo que me brindan.

A mi directora de Tesis, Nikte, por todo el apoyo y oportunidades que me ha dado.

A mis amigos y compañeros de la facultad.

A mis amigos, Roberto y Marco, por la gran experiencia compartida en mi primer trabajo en la ingeniería.

A la UNAM por permitirme ser parte de esta gran institución.

A la Facultad de Ingeniería por formarme como profesional, permitiéndome conocer a sus profesores que me han compartido conocimientos y experiencias.

Al Laboratorio de Hidráulica de la FI UNAM y sus integrantes.

ÍNDICE

	Página
Introducción	1
1. Panorama general de la energía eléctrica en México	2
1.1 Evolución del mercado eléctrico	3
1.2 Crecimiento esperado en la demanda y el consumo de electricidad	6
2. Infraestructura actual de generación y transmisión	10
2.1 Evolución de la infraestructura del sector eléctrico nacional	10
2.2 Capacidad eléctrica efectiva instalada	11
3. Estado actual de las presas en México	13
3.1 Breve reseña Histórica	13
3.2 Estado actual de las presas	16
3.3 Principales presas en México	17
4. Centrales hidroeléctricas	21
4.1 Descripción general	21
4.2 Obra civil	26
4.3 Equipos electromecánicos	30
4.4 Obras auxiliares	31
5. Etapas de estudio para determinar la prefactibilidad de un equipamiento hidroeléctrico	32
5.1 Selección de la presa	33
5.2 Aspectos administrativos	34
5.3 Análisis topográfico y de infraestructura regional	38
5.4 Análisis general de la presa y sus obras hidráulicas	40
5.5 Análisis probabilístico y estadístico de los datos hidrométricos existentes	43
5.6 Análisis de potencialidad de generación eléctrica	46
5.7 Selección del equipamiento. Turbinas	56
5.8 Esquema general del equipamiento	64
5.9 Análisis económico	66
5.10 Ejemplo ilustrativo	72
6. Conclusiones	111
Anexos	113
Referencias bibliográficas	114

INTRODUCCIÓN

Actualmente toda sociedad y debido a su propio desarrollo tiene la necesidad de energía en todas sus formas existentes, esta situación ha generado la necesidad de buscar nuevas fuentes de energía, las cuales deben ser lo menos nocivas para el medio ambiente, o como se le llama frecuentemente, fuentes de energía renovable. Esta necesidad aunada al costo que representa la infraestructura necesaria, ha puesto en consideración, aprovechar la infraestructura existente para la optimización de todos estos recursos para la generación de energía hidroeléctrica.

México no es un país ajeno a estas necesidades ya que cuenta con una enorme tradición hidráulica. Desde los inicios de la Comisión Nacional de Irrigación hasta nuestros días, se han construido grandes obras de infraestructura hidráulica, actualmente existen más de 4 mil presas en el país y su volumen de almacenamiento es de 150 mil millones de m³ para el periodo de 1990 a 2007¹. Muchas de estas obras corresponden a presas de riego y control de avenidas, por lo cual en el presente trabajo se plantean algunos aspectos sobre los principales estudios que deben desarrollarse para determinar la posible generación de energía eléctrica, aprovechando la infraestructura existente que fue proyectada para otro uso, como el riego y control de avenidas.

La propuesta anterior será válida para aquellos proyectos en los que la prefactibilidad técnica y económica se adapte a las necesidades de una determinada población, gobierno o empresa, y para la optimización de la infraestructura existente.

¹Tomado de Estadísticas del Agua en México Edición 2011 SEMARNAT.

CAPÍTULO 1. PANORAMA GENERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO

En este capítulo se describe de forma general el estado actual y la demanda futura de la energía eléctrica en el país. La información está tomada del Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), que es un documento elaborado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) con información de otras instituciones nacionales como la Secretaría de Energía (SENER), que sirve para tener prospectivas de planeación. Por otra parte, se presentan tres escenarios de planeación, que corresponden al escenario de Planeación Alto y Bajo, para el periodo de 2012-2026.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y Sistema Interconectado Nacional (SIN)

El sistema eléctrico nacional es toda la infraestructura de generación y transmisión de energía eléctrica con que cuenta el país. El sistema eléctrico nacional comprende nueve áreas eléctricas: Central, Oriental, Occidental, Noroeste, Norte, Noreste, Baja California, Baja California Sur y Peninsular. En la figura 1.1 se muestra las áreas eléctricas del Sistema eléctrico nacional.

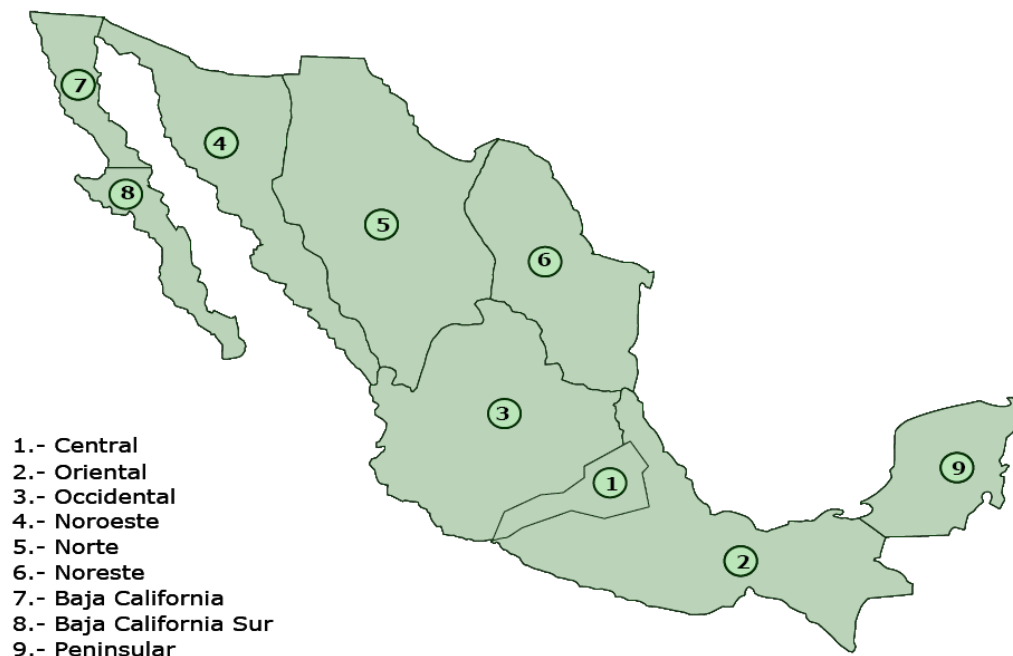


Figura 1.1 Áreas del Sistema Eléctrico Nacional.

Los sistemas eléctricos regionales comparten recursos de capacidad, un funcionamiento económico y confiable más eficiente en su conjunto. De esta manera, se logran enlaces del área Noroeste hasta el Norte y Occidente del país, sin embargo, las dos regiones de la península de Baja California, permanecen como sistemas aislados.

1.1 Evolución del mercado eléctrico

Describir la evolución del Mercado Eléctrico sería muy difícil si no se tiene una correlación con algún indicador de desarrollo del país, por lo cual, en los estudios realizados por la CFE se determinaron las Tasas de Crecimiento Medio Anual (tcma) tanto del Producto Interno Bruto (PIB) y de las Ventas más Autoabastecimiento de energía eléctrica, para el período de 1990-2010 como parámetros indicativos. En la figura 1.2 se muestra la evolución del PIB total y de las Ventas más Autoabastecimiento de energía eléctrica para el período de 1990 a 2010, donde además se observa la correspondencia general que guardan el comportamiento de la economía y el consumo nacional de electricidad en porcentajes de crecimiento para este período histórico.



Figura 1.2 Evolución del PIB y Ventas más Autoabastecimiento. Tasas medias de crecimiento anual 1990-2010.

Por otra parte, la CFE determinó que la demanda de energía bruta del Sistema Interconectado Nacional (SIN), creció a una tmca de 2.6% para el período de 2001 a 2010, pues la demanda pasó de 27,571 MW a 35,310 MW. En la tabla 1.1, se puede observar la demanda anual de energía eléctrica del SIN, para cada año en el período descrito anteriormente. También en la tabla 1.2 se muestra la tmca por área o zona del país del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y la demanda de las mismas.

Tabla 1.1 Demanda máxima bruta y Tasa Media de Crecimiento Anual de SIN 2001-2010.

Año	Demanda máxima (MW)	Incremento (%)
2001	27,571	0.71
2002	28,187	2.23
2003	29,408	4.33
2004	29,301	-0.36
2005	31,268	6.71
2006	31,547	0.89
2007	32,577	3.26
2008	33,680	3.39
2009	33,568	-0.33
2010	35,310	5.19
tmca (2001-2010) %		2.60

Tabla 1.2 Demanda máxima bruta (MW) del SEN y Tasa Media de Crecimiento Anual 2001-2010.

Área	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	tmca (%)
Central	7,700	7,737	7,874	8,047	8,287	8,419	8,606	8,435	8,702	9,004	1.90
Oriental	5,591	5,373	5,434	5,425	5,684	5,882	5,786	6,181	6,071	6,375	2.30
Occidental	6,157	6,345	6,632	6,523	7,047	7,106	7,437	8,069	7,763	8,175	3.00
Noroeste	2,496	2,457	2,491	2,606	2,872	2,916	3,059	3,072	3,285	3,617	4.30
Norte	2,516	2,660	2,720	2,853	2,997	3,113	3,130	3,328	3,248	3,385	3.40
Noreste	5,558	5,676	5,688	6,148	6,068	6,319	6,586	6,780	6,886	7,070	3.00
Baja California	1,698	1,699	1,823	1,856	1,961	2,095	2,208	2,092	2,129	2,229	2.80
Baja California Sur	224	215	214	234	264	284	307	341	360	368	6.10
Peninsular	971	985	1,043	1,087	1,175	1,284	1,290	1,404	1,441	1,534	5.40
Peqs. Sistemas	22	22	22	24	24	24	28	30	31	31	4.10

También se identificó el consumo bruto de energía eléctrica por parte del SEN, para el período de histórico de 2001 a 2010 el cual tuvo una tmca de 2.7 %, pues en 2001 se consumieron 198,476 GWh para pasar a un consumo de 254,808 GWh para 2010. A continuación en el cuadro 1.3 se presenta el consumo de energía eléctrica para cada año en el periodo mencionado. En la tabla 1.4 se muestra las tmca para las diferentes áreas del país por parte de SEN, así como su consumo de energía eléctrica en cada año del período de 2001 a 2010.

Tabla 1.3 Consumo bruto y Tasa Media de Crecimiento Anual del SEN 2001-2010.

Año	Consumo bruto (GWh)	Incremento (%)
2001	198,476	1.98
2002	203,067	2.31
2003	209,190	3.02
2004	215,861	3.19
2005	225,988	4.69
2006	233,957	3.53
2007	241,896	3.39
2008	245,594	1.53
2009	245,023	-0.23
2010	254,808	3.99
tmca (2001-2010) %		2.7

Tabla 1.4 Consumo bruto (GWh) y Tasa Media de Crecimiento Anual del SEN 2001-2010.

Área	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	tmca (%)
Central	44,218	43,035	46,004	47,255	49,129	50,523	51,953	52,430	52,158	54,227	2.4
Oriental	32,037	33,295	34,082	34,634	36,209	37,454	38,324	39,109	39,118	40,447	2.4
Occidental	41,178	42,283	43,789	45,177	47,734	49,239	51,603	52,405	52,179	55,602	3.0
Noroeste	13,794	13,442	13,984	14,609	15,506	15,966	16,616	16,690	16,997	17,339	2.6
Norte	15,818	16,282	16,613	17,192	18,245	18,743	19,408	19,338	19,428	20,395	3.1
Noreste	34,455	35,586	35,968	37,279	38,630	40,221	41,081	41,828	41,497	43,452	2.5
Baja California	9,525	9,471	10,607	11,022	11,503	12,160	12,483	12,615	12,084	11,821	2.6
Baja California Sur	1,189	1,189	1,238	1,333	1,453	1,605	1,722	1,933	1,989	2,016	5.7
Peninsular	6,161	6,387	6,802	7,252	7,468	7,972	8,574	9,097	9,426	9,360	5.0
Peqs. Sistemas	101	100	103	108	111	119	132	148	147	150	4.5

Como se puede observar, el aumento en la demanda y el consumo de electricidad en el país va en aumento. Esta información histórica acompañada de análisis demográficos y económicos, entre otros, sirven para planear o pronosticar las demandas y consumos futuros.

1.2 Crecimiento esperado en la demanda y el consumo de electricidad

Con la información histórica de sector eléctrico nacional, la CFE espera o pronostica que la tmca para el periodo de 2010 a 2026, en la demanda máxima bruta de electricidad por parte de SIN sea de 4.0 %, esta tasa corresponde al escenario de planeación que es el más probable, pues se estima que la demanda pase de 37,256 MW a 66,514 MW en dicho periodo. En la tabla 1.5 se muestra la demanda anual esperada por parte del SIN, para el periodo mencionado. En la tabla 1.6 se muestran los crecimientos esperados en las diferentes áreas del país que corresponden al SEN.

Tabla 1.5 Demanda máxima bruta y Tasa Media de Crecimiento Anual del SIN, Escenario de Planeación 2011-2026.

Año	Demanda máxima (MW)	Incremento (%)
2011	37,256	5.51
2012	38,902	4.42
2013	40,707	4.64
2014	41,950	3.05
2015	43,042	2.60
2016	44,080	2.41
2017	45,280	2.72
2018	47,326	4.52
2019	49,272	4.11
2020	51,168	3.85
2021	53,506	4.57
2022	55,797	4.28
2023	58,382	4.63
2024	60,921	4.35
2025	63,614	4.42
2026	66,514	4.56
tmca (2011-2026) %		4.0

Tabla 1.6 Demanda máxima bruta y Tasa Media de Crecimiento Anual del SEN, Escenario de Planeación 2011-2026.

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Baja California	Baja California Sur	Peninsular	Peqs. Sistemas
2011	9,382	6,635	8,669	3,824	3,682	7,587	2,327	384	1,578	32
2012	9,958	7,024	8,935	4,200	3,745	7,776	2,469	407	1,689	33
2013	10,385	7,326	9,336	4,509	3,875	8,128	2,579	436	1,809	35
2014	10,671	7,489	9,566	4,684	3,967	8,468	2,683	462	1,904	36
2015	10,921	7,593	9,777	4,844	4,042	8,788	2,783	490	1,992	37
2016	11,148	7,690	9,965	4,987	4,130	9,099	2,882	519	2,080	38
2017	11,415	7,809	10,191	5,145	4,239	9,448	2,979	551	2,179	39
2018	11,935	8,144	10,629	5,374	4,415	9,885	3,123	590	2,321	41
2019	12,402	8,465	11,037	5,597	4,584	10,319	3,267	635	2,463	43
2020	12,838	8,784	11,462	5,775	4,747	10,757	3,412	683	2,599	46
2021	13,352	9,163	11,971	6,040	4,937	11,323	3,563	738	2,768	49
2022	13,853	9,540	12,445	6,302	5,120	11,893	3,713	797	2,939	52
2023	14,388	10,031	13,027	6,565	5,315	12,506	3,887	861	3,120	55
2024	14,899	10,490	13,580	6,960	5,511	13,042	4,058	930	3,302	59
2025	15,483	10,944	14,124	7,336	5,736	13,625	4,258	1,007	3,509	63
2026	16,161	11,451	14,735	7,660	5,992	14,277	4,461	1,090	3,732	68
tmca (%)	3.7	3.7	3.8	4.8	3.6	4.5	4.4	7.0	5.7	4.9

En el caso de los pronósticos para el consumo de energía eléctrica en el SEN, se tiene una tmca de 4.0 %, y se espera que el consumo pase de 266,750 GWh a 480,398 GWh para el período de 2011 a 2026. Este pronóstico también corresponde al escenario de planeación. En la tabla 1.7 se muestran los consumos estimados para cada año y las tmca para el consumo de energía eléctrica. También en la tabla 1.8 se muestran las estimaciones de consumo de energía eléctrica correspondientes a cada área del SEN.

El comportamiento histórico y de prospectivas en la demanda, así como en el consumo de energía eléctrica en el país, muestra que la generación de energía eléctrica está ampliamente relacionada con el desarrollo nacional, y resulta muy conveniente buscar el aprovechamiento de infraestructura existente para la generación de energía eléctrica, en este caso, hidroeléctrica.

Tabla 1.7 Consumo bruto y Tasa Media de Crecimiento Anual del SEN, Escenario de Planeación 2011-2026.

Año	Consumo Bruto (GWh)	Incremento (%)
2011	266,750	4.69
2012	278,355	4.35
2013	289,581	4.03
2014	299,343	3.37
2015	308,038	2.90
2016	317,454	3.06
2017	326,532	2.86
2018	341,331	4.53
2019	355,458	4.14
2020	370,258	4.16
2021	386,104	4.28
2022	402,626	4.28
2023	421,343	4.65
2024	440,902	4.64
2025	459,294	4.17
2026	480,398	4.59
tmca (2011-2026)	%	4.0

Tabla 1.8 Consumo bruto y Tasa Media de Crecimiento Anual del SEN, Escenario Planeación 20011-2026.

Año	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Baja California	Baja California Sur	Peninsular	Peqs. Sistemas
2011	56,169	42,365	58,135	18,754	21,438	45,523	12,441	2,089	9,683	151
2012	59,386	43,981	60,189	19,924	22,183	47,249	12,886	2,209	10,190	157
2013	61,489	45,548	62,501	21,293	22,851	49,175	13,356	2,355	10,850	164
2014	63,371	46,725	64,220	22,186	23,451	51,362	13,901	2,505	11,452	171
2015	65,041	47,542	65,797	23,013	23,942	53,421	14,424	2,666	12,018	175
2016	66,805	48,527	67,447	23,850	24,586	55,592	14,997	2,838	12,631	180
2017	68,487	49,464	69,023	24,654	25,232	57,722	15,491	3,020	13,253	186
2018	71,608	51,573	71,992	25,751	26,279	60,394	16,197	3,231	14,111	196
2019	74,411	53,590	74,757	26,822	27,287	63,042	16,900	3,478	14,964	207
2020	77,233	55,746	77,847	27,746	28,333	65,897	17,656	3,749	15,832	219
2021	80,108	57,982	81,086	28,941	29,385	69,173	18,349	4,041	16,807	232
2022	83,116	60,352	84,290	30,196	30,478	72,656	19,084	4,368	17,839	247
2023	86,324	63,441	88,236	31,459	31,639	76,400	19,933	4,717	18,930	264
2024	89,635	66,511	92,233	33,440	32,894	79,894	20,828	5,106	20,080	282
2025	92,894	69,189	95,666	35,153	34,144	83,401	21,750	5,517	21,277	302
2026	96,963	72,382	99,806	36,703	35,666	87,217	22,745	5,969	22,625	322
tmca (%)	3.7	3.7	3.7	4.8	3.6	4.5	4.2	7.0	5.7	4.9

CAPÍTULO 2. INFRAESTRUCTURA ACTUAL DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

2.1 Evolución de la infraestructura del sector eléctrico nacional

En 1960 el suministro de electricidad del país se efectuaba mediante diversos sistemas aislados, y la capacidad de generación era de 3,021 MW.

Al paso del tiempo, las redes regionales se interconectaron utilizando mayores tensiones de transmisión (400kV y 230 kV), la frecuencia se unificó a 60 Hz, se desarrollaron grandes proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, y se logró la diversificación de la infraestructura de generación mediante el uso de energía hidráulica, geotérmica, nuclear, de carbón y de manera incipiente la eólica. En el campo de la administración de la demanda, se estableció el horario de verano y se crearon tarifas con diferencia horaria y tipo de consumo.

A partir del 2000 y con base en la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) se permitió el acceso a los Productores Independientes de Energía a la generación de CFE. Esta ley también ha permitido a los autoabastecedores privados usar la red de transmisión del servicio público a fin de transportar la energía producida hasta donde se ubican sus cargas.

En octubre del 2009 se publicó el decreto que declaraba la extinción de Luz y Fuerza del Centro (LyFC), organismo que suministraba la energía eléctrica a la región centro del país. El área de influencia de la extinta LyFC se localizaba en los estados de México, Morelos, Hidalgo, Puebla y el Distrito Federal. Ahora es atendida por la CFE, quien será la única empresa autorizada para suministrar el servicio público de energía eléctrica en el territorio nacional.

Al 31 de diciembre del 2010, el SEN contaba con una capacidad efectiva de 52,947 MW para el servicio público y un total 833,081 km de líneas de transmisión y distribución.

2.2 Capacidad eléctrica efectiva instalada

La capacidad de generación para el servicio público a diciembre de 2010 fue de 52,947 MW y creció 2.44% respecto a 2009 (51,686 MW). En la figura 2.1 se presenta la distribución con que participa cada tipo de generación de energía eléctrica, para satisfacer la demanda del servicio público al 31 de diciembre de 2010.

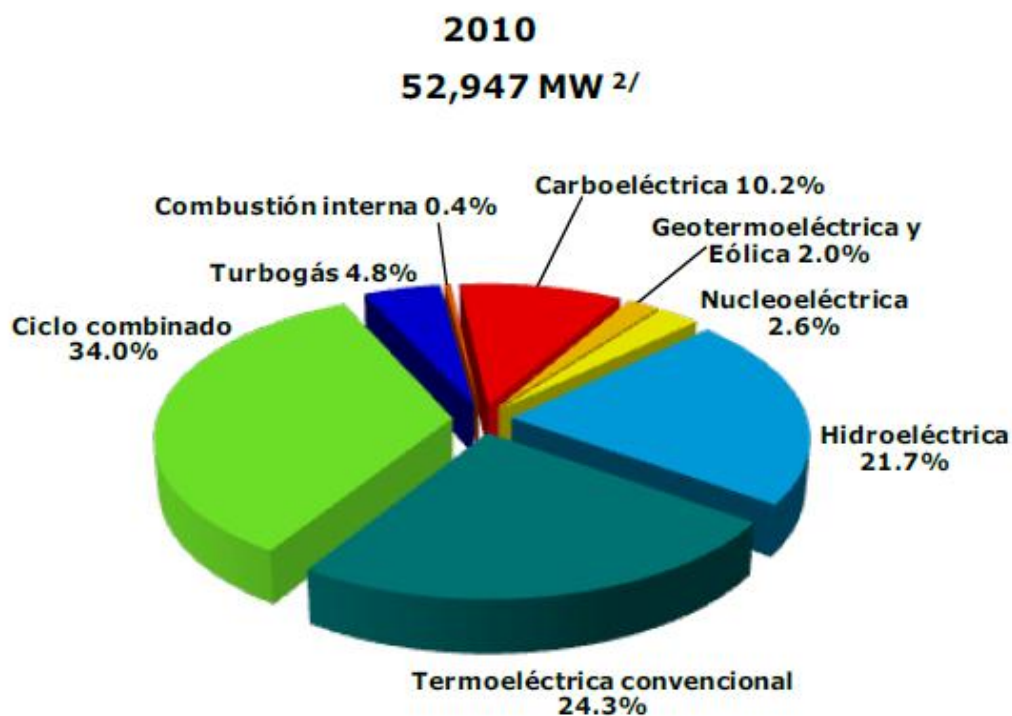


Figura 2.1 Capacidad efectiva al 31 de diciembre de 2010 para el servicio público.

En la tabla 2.1 se clasifica la capacidad por tecnología, para satisfacer la demanda del servicio público en las diferentes regiones de SEN al 31 de diciembre del 2010.

Tabla 2.1 Capacidad efectiva (MW) por tecnología y área del SEN, al 31 de diciembre de 2010 para el servicio público.

Tecnología	Central	Oriental	Occidental	Noroeste	Norte	Noreste	Baja California	Baja California Sur	Peninsular	Peqs. Sistemas	Total
Termoeléctrica	2,280	2,217	3,466	2,052	936	1,100	320	113	393		12,876
Ciclo combinado	1,038	2,807	1,098	735	2,588	7,012	1,262		1,481		18,022
Torbogás	822	206	24	100	161	284	299	236	377	28	2,537
Combustión interna								183		31	214
Carboeléctrica			2,778			2,600					5,378
Hidroeléctrica	1,748	6,136	2,532	941	28	118					11,503
Nucleoeléctrica		1,365									1,365
Geotermoeléctrica		40	195				720			10	965
Eoeléctrica		85							2	1	87
Total	5,888	12,856	10,093	3,828	3,713	11,114	2,601	531	2,552	70	52,947

CAPÍTULO 3. ESTADO ACTUAL DE LAS PRESAS EN MÉXICO

3.1 Breve reseña histórica

Puede decirse que la historia de las presas en México se inicia en 1550, cuando las aguas de la laguna de Yuriria en Guanajuato, se confinaron en bordos hasta de 12 m de alto, para almacenar 221 (millones de metros cúbicos) Mm^3 y destinarlos al riego; así como se presenta un punto de referencia muy singular en 1995 con la terminación de la presa Huites, sobre el río Fuerte en Sinaloa, con su múltiple finalidad de riego, generación de energía eléctrica y protección contra inundaciones, y más recientemente con la construcción de dos grandes proyectos hidroeléctricos en la cuenca del río Lerma Santiago, El Cajón terminado en el 2006 y La Yesca en el 2012.

La historia es larga pero productiva, ya que de acuerdo con el avance que al 2011 registra la base de datos que está integrando la Comisión Nacional de Agua (CONAGUA), existen en el territorio Mexicano más de 4 mil presas, construidas tanto por dependencias gubernamentales como por particulares, para hacer frente a problemas de sequías, inundaciones y satisfacción de necesidades de agua potable, entre las que se pueden encontrar ejemplos de todos los tipos conocidos, tanto de cortinas como de vertedores o de obras de toma; con alturas que varían entre 3 y 260 m, y capacidad para almacenar desde menos de 500 mil m^3 , hasta más de 18 mil Mm^3 .

En 1926 se creó la Comisión Nacional de Irrigación, para desarrollar un programa de agricultura de riego, que requirió de un esfuerzo importante en el campo del diseño y construcción de presas, ejerciendo presupuestos importantes que permitieron la contratación de empresas estadounidenses que contaban con técnicos experimentados en ambos campos. Una de ellas, la J.C White, inició en ese mismo año, en el estado de Aguascalientes, las obras de una presa en arco de radios variables, con 67 m de altura, apoyada lateralmente en las laderas y con contrafuertes de concreto que se prolongan como sección gravedad.

En 1928, sobre el río Tijuana, B.C., otra empresa americana, llamada Ambursen Dam, con diseño propio tipificado, inició la construcción de la presa Abelardo L. Rodríguez, que es una estructura articulada de losas de concreto, apoyada en 75 contrafuertes de sección triangular, desplantados en roca, excepto 4 centrales que se apoyan en una bóveda de concreto que transmiten los esfuerzos a las laderas, su altura es de 72 m y almacena 138 Mm³, con fines de abastecimiento de agua potable y control de avenidas.

Al término de los contratos con la White, la Comisión comenzó a construir presas directamente; los técnicos mexicanos ya formados se hicieron cargo de la dirección y ejecución de proyectos y de las obras, y los especialistas norteamericanos continuaron como consultores. En 1936 se inicio la construcción de la presa La Angostura sobre el río Bavispe, afluente de Yaqui, y cinco años más tarde se inició la construcción de la presa Francisco I. Madero en Chihuahua.

También por la Comisión Nacional de Irrigación se construyeron varias presas, entre las que destacan la Lázaro Cárdenas en la Región Lagunera, Marte R. Gómez en el río San Juan Tamaulipas y Manuel Ávila Camacho en Puebla, todas ellas con cortinas de tierra y roca, tal vez mejor definidas como de materiales graduados, que tuvieron como problema común ser desplantadas sobre formaciones geológicas difíciles, que obligaron tratamientos importantes en la cimentación. Es a partir de entonces que los conceptos de mecánica de suelos se aplican sistemáticamente al diseño y construcción de presas de materiales graduados, con la tendencia a lograr presas más seguras y económicas, llegándose a desarrollar en México técnicas y equipos de laboratorio propios para determinar las propiedades de los materiales de construcción. Es conveniente señalar este hecho, ya que las presas debían adaptarse a la geología y a la disponibilidad de materiales naturales de construcción en el territorio nacional.

En 1937 se creó la Comisión Federal de Electricidad, que también ha participado en forma importante en el diseño y construcción de presas y en la investigación inherente a estos procesos.

Con la experiencia adquirida, disponiendo cada vez de más y mejores herramientas para el diseño y contando con maquinaria de construcción en constante evolución, inició el auge en

construcción de presas. Es así que revisando el registro de las principales presas terminadas, ordenando cronológicamente, observamos que entre 1946 y 1982, se terminaron 31 presas de gran altura, con capacidad conjunta de casi 105 mil Mm³, entre las que destacan 6 de ellas que se muestra en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Principales presas construidas en el período de 1946 a 1982.

Nombre	Río	Estado	Tipo	Altura (m)	Capacidad Total (Mm ³)
Presidente Miguel Alemán (Temascal)	Tonto	Oaxaca	Tierra-roca	76	9,000
El Infiernillo	Balsas	Michoacán	Tierra-roca	149	12,000
Netzahualcóyotl (Malpaso)	Grijalva	Chiapas	Tierra-roca	138	12,960
Plutarco Elías Calles (El Novillo)	Yaqui	Sonora	Arco	134	3,500
Belisario Domínguez (La Angostura)	Grijalva	Chiapas	Tierra-roca	144	18,500
Ing. Manuel Moreno Torres (Chicoasén)	Grijalva	Chiapas	Tierra-roca	260	1,439

A partir de 1983 y hasta 1995, el panorama que se presenta es diferente y está caracterizado por la construcción de un gran número de presas de mediana altura y moderada capacidad de almacenamiento, destinadas en su gran mayoría al riego de tierras con extensiones medianas y pequeñas. En este período se terminaron 105 presas importantes, con almacenamiento conjunto de 27 mil 700 Mm³ de los cuales se concentran 21 mil 900 Mm³ en sólo 7 de ellas y del total de 105 presas solamente 8 rebasan los 80 m. En la tabla 3.2 se muestran las principales presas construidas en el período de 1983 a 1995.

Tabla 3.2 Principales presas construidas en el período de 1983 a 1995.

Nombre	Río	Estado	Tipo	Altura (m)	Capacidad Total (Mm ³)
Ing. Guillermo Blake Aguillar (El Sabinal)	Ocoroni	Sinaloa	Tierra-roca	81	488
Carlo Ramírez Ulloa (El Caracol)	Balsas	Guerrero	Tierra-roca	126	1,860
Angel Albino Corzo (Peñitas)	Grijalva	Chiapas	Tierra-roca	53	1,628
Constitución de Apatzingán (Chilatán)	Cupatitzio	Michoacán	Tierra-roca	103	806
Miguel de la Madrid Hurtado (Cerro de Oro)	Santo Domingo	Oaxaca	Tierra-roca	60	5,380
Gral. Ramón Corona Madrigal (Trigomil)	Ayuquila	Jalisco	Gravedad	107	324
Trojes Solidaridad (Trojes)	Barreras	Jalisco	Tierra-roca	87	294
El Cuchillo Solidaridad (El Cuchillo)	San Juan	Tamaulipas	Tierra-roca	44	1,785
Aguamilpa Solidaridad (Aguamilpa)	Grande de Santiago	Nayarit	Enrocamiento	187	5,710
Zimapán	Moctezuma	Hidalgo	Arco-Bóveda	203	1,019
Lic. Luis Donald Colosio Murrieta (Huites)	Fuerte	Sinaloa	Gravedad y Arco	160	4,568

3.2 Estado actual de las presas

En México se tiene un número aproximado de 4,462 presas construidas con una capacidad de almacenamiento cercana a los 150 mil Mm³. Con este volumen de agua, reforzado con el agua subterránea, hasta el 2009 se tenía bajo riego 6.5 millones de hectáreas, de las cuales 3.50 corresponde a los 85 distritos de riego, y 3.0 a más de 39 mil unidades de riego, así mismo la CONAGUA estimó que se estaba dotando de agua potable a una población cercana al 90.7 por ciento de la población.

Es importante mencionar que con el objeto de vigilar el comportamiento estructural de cada uno de los componentes de las presas más importantes en nuestro país, se tenían instrumentadas a final de 1995 a 97 de ellas con inclinómetros, piezómetros y testigos

superficiales, que permiten medir sus deformaciones en el tiempo, los esfuerzos a las que están sometidas, las presiones de poro y las filtraciones, para tenerlas siempre en condiciones óptimas de seguridad. En México no se han presentado fallas en grandes presas, no obstante que la mayoría de las presas ya han alcanzado o incluso rebasadas su vida útil.

Actualmente, la política hidráulica en México es reducir al mínimo la construcción de nuevas presas, en parte por la reducción de presupuesto y en otra porque la infraestructura disponible a la fecha ha carecido de conservación o mantenimiento.

La CONAGUA implementó el “Programa de Modernización del Manejo del Agua” (PROMMA) donde una componente muy importante es el “Programa de Seguridad de Presas”.

Se inició la elaboración de un Inventario Nacional de Presas, es decir, saber de su existencia y su ubicación por estado y por Gerencias Regionales para continuar con un catálogo donde se disponga de una ficha de datos de proyecto y características generales de sus estructuras.

La Subdirección General Técnica, por conducto del Consultivo Técnico, con el apoyo de las Gerencias Regionales, elabora Programas de Inspección de Seguridad de Presas a nivel nacional, rindiendo los informes de su situación, con conclusiones y recomendaciones para darles seguridad en todos los aspectos haciéndolos del conocimiento de las aéreas respectivas, para que se ejecuten las medidas correctivas.

3.3 Principales presas en México

De las 4,462 presas en México, 667 están clasificadas como grandes presas, de acuerdo con la Comisión Internacional de Grandes Presas (ICOLD, por sus siglas en inglés). La capacidad de almacenamiento de las presas del país es de 150 mil Mm³.

Las 100 presas del país con mayor capacidad de almacenamiento representan casi el 79 por ciento de la capacidad total de almacenamiento del país. La tabla 3.3 muestra las 100 presas más grandes en el país y sus características. Estas son consideradas las más grandes, y

muchas de ellas no cuentan con una central hidroeléctrica, lo cual es importante tomar en cuenta para el propósito de esta tesis.

Tabla 3.3 Principales presas de México en 2011.

N°	Nombre Oficial	Nombre Común	Capacidad al NAMO (Mm ³)	Región Hidrológica-Administrativa	Usos
1	Dr. Belisario Domínguez	La Angostura	12,762	XI Frontera Sur	G
2	Infiernillo	Infiernillo	12,500	IV Balsas	G,C
3	Netzahualcóyotl	Malpaso	10,596	XI Frontera Sur	G,C
4	Presidente Miguel Alemán	Temascal	8,119	X Golfo Centro	G,C
5	Solidaridad	Aguamilpa	5,540	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	G,I
6	Internacional La Amistad	La Amistad	4,462	VI Río Bravo	G,I,A,C
7	Internacional Falcón	Falcón	3,912	VI Río Bravo	A,C,G
8	General Vicente Guerrero	Las Adjuntas	3,910	IX Golfo Norte	I,A
9	Lázaro Cardenas	El Palmito	3,336	VII Cuencas Centrales del Norte	I,C
10	Adolfo López Mateos	El Humaya o Varejonal	3,072	III Pacífico Norte	G,I
11	Álvaro Obregón	El Oviachic	2,989	II Noroeste	G,I
12	Plutarco Elías Calles	El Novillo	2,963	II Noroeste	G,I
13	Miguel Hidalgo y Costilla	El Mahone	2,921	III Pacífico Norte	G,I
14	Luis Donaldo Colosio	Huites	2,908	III Pacífico Norte	G,I
15	La Boquilla	Lago Toronto	2,894	VI Río Bravo	I,G
16	José López Portillo	El Comedero	2,800	III Pacífico Norte	G,I
17	Miguel de la Madrid	Cerro de Oro	2,600	X Golfo Centro	I
18	Leonardo Rodríguez Alcaine	El Cajón	2,282	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	G
19	Gustavo Díaz Ordaz	Bacurato	1,860	III Pacífico Norte	G,I
20	Manuel Moreno Torres	Chicoasén	1,632	XI Frontera Sur	G
21	Carlo Ramírez Ulloa	El Caracol	1,521	IV Balsas	G
22	Adolfo Ruiz Cortines	Mocúzari	1,114	II Noroeste	G,I
23	Angel Albino Corzo	Peñitas	1,091	XI Frontera Sur	G
24	Cuchillo-Solidaridad	El Cuchillo	1,025	VI Río Bravo	A,I
25	Marte R. Gómez	El Azúcar	995	VI Río Bravo	I
26	Presidente Benito Juárez	El Marqués	977	V Pacífico Sur	I
27	Ing. Fernando Hiriart Balderrama	Zimapán	930	IX Golfo Norte	G
28	Solís	Solís	870	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	I,C
29	Lázaro Cardenas	La Angostura	864	II Noroeste	I,A
30	Sanalona	Sanalona	673	III Pacífico Norte	G,I

31	Venustiano Carranza	Don Martín	614	VI Río Bravo	I,A,C
32	Estudiante Ramiro Caballero Dorantes	Las Ánimas	571	IX Golfo Norte	I
33	Josefa Ortiz de Domínguez	El Sabino	514	III Pacífico Norte	I
34	Cajón de Peña	Tomátlan o El Tule	511	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	I
35	José María Morelos	La Villita	510	IV Balsas	G,I
36	Chicayán	Paso de Piedras	468	IX Golfo Norte	I
37	Constitución de Apatzingán	Chilatán	450	IV Balsas	I,C
38	Ing. Aurelio Benassini Viscaíno	El Salto o Elota	415	III Pacífico Norte	I,C
39	El Gallo	El Gallo	410	IV Balsas	I
40	Valle de Bravo	Valle de Bravo	391	IV Balsas	A
41	Francisco Zarco	Las Tórtolas	365	VII Cuencas Centrales del Norte	C,I
42	Plutarco Elías Calles	Calles	340	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	I
43	Manuel Ávila Camacho	Valsequillo	331	IV Balsas	I
44	General Ramón Corona Madrigal	Trigomil	324	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	I
45	Tepuxtepec	Tepuxtepec	323	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	G,I
46	Ing. Luis L. León	El Granero	309	VI Río Bravo	I,C
47	Ing. Guillermo Blake Aguillar	El Sabinal	300	III Pacífico Norte	C,I
48	José López Portillo	Cerro Prieto	300	VI Río Bravo	A,I
49	Francisco I. Madero	Las Vígenes	296	VI Río Bravo	I,C
50	Laguna de Yuriria	Yuriria	288	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	I
51	Manuel M. Diéguez	Santa Rosa	258	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	G
52	Federalísimo Mexicano	San Gabriel	255	VI Río Bravo	I,A,C
53	Vicente Guerrero	Palos Altos	250	IV Balsas	I
54	Presidente Lic. Emilio Portes Gil	San Lorenzo	231	IX Golfo Norte	I
55	Trojes Solidaridad	Trojes	220	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	I
56	Abelardo L. Rodríguez	Hermosillo	220	II Noroeste	I,A,C
57	El Bosque	El Bosque	220	IV Balsas	A,C
58	Melchor Ocampo	EL Rosario	220	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	I
59	Canseco	Laguna de Catemaco	200	X Golfo Centro	G
60	Endhó	Endhó	182	XIII Aguas del Valle de México	I,C
61	Villa Victoria	Villa Victoria	177	IV Balsas	A
62	Ing. Rodolfo Félix Valdéz	El Molinito	150	II Noroeste	I,C
63	Ignacio Allende	La Begoña	150	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	I,C
64	Tacotán	Tacotán	149	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	I,C
65	Basilio Vadillo	Las Piedras	146	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	I

66	La Gavia	La Gavia	145	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	C
67	El Chique	El Chique	140	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	I
68	El Tintero	El Tintero	138	VI Río Bravo	I,C
69	Revolución Mexicana	El Guineo	127	V Pacífico Sur	I,C
70	Huapango	Huapango	122	IX Golfo Norte	I,C
71	Gobernador Leobardo Reynoso	Trujillo	118	VII Cuencas Centrales del Norte	I
72	Lic. Eustaquio Buelna	Guamúchil	113	III Pacífico Norte	I,A,C
73	La Purísima	La Purísima	110	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	I,C
74	Andrés Figueroa	Las Garzas	103	IV Balsas	I
75	Juan Sabines	El Portillo II o Cuxquepeques	100	XI Frontera Sur	I
76	Santiago Bayacora	Bayacora	100	III Pacífico Norte	I
77	Abelardo L. Rodríguez	Rodríguez o Tijuana	92	I Península de Baja California	A,C
78	Derivadora Las Blancas	Las Blancas	90	VI Río Bravo	I,C
79	Las Lajas	Las Lajas	90	VI Río Bravo	I,C
80	El Salto	El Salto	85	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	A
81	Abraham González	Guadalupe	85	II Noroeste	I,C
82	Cointzio	Cointzio	85	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	I,A
83	General Guadalupe Victoria	El Tunal	81	III Pacífico Norte	I
84	Miguel Alemán	Excamé	81	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	I,G,C
85	Ing. Elías González Chávez	Puente Calderón	80	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	A
86	Francisco Villa	El Bosque	79	III Pacífico Norte	I
87	Constitución de 1917	Presa Hidalgo	70	X Golfo Centro	I
88	Tepetitlán	Tepetitlán	68	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	I
89	Corral de Palmas	Rompepicos	65	VI Río Bravo	C
90	Cuahutémoc	Santa Teresa	62	II Noroeste	I
91	San Juanico	La Laguna	60	IV Balsas	I,C
92	Hermenegildo Galeana	Ixtapilla	58	IV Balsas	I
93	Guadalupe	Guadalupe	57	XIII Aguas del Valle de México	I
94	República Española	Real Viejo o El Sombrero	55	X Golfo Centro	I
95	Ing. Juan Guerrero Alcocer	Vinoramas	55	III Pacífico Norte	I,A,C
96	Pico del Águila	Pico del Águila	50	VI Río Bravo	I
97	San Bartolo	Santa Lucía	46	III Pacífico Norte	I
98	La Fragua	La Fragua	45	VI Río Bravo	I
99	Ing. Santiago Camarena	La Vega	44	VIII Lerma-Santiago-Pacífico	I
100	La Patria es Primero	Las Alazanas	40	X Golfo Centro	I

Donde los usos son:

I: Irrigación; A: Uso público; C: control de avenidas, y G: Generación de energía eléctrica

CAPÍTULO 4. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

4.1 Descripción general

Una central hidroeléctrica aprovecha la energía potencial de una masa de agua, que mueve a unas turbinas y éstas a unos generadores que producen energía eléctrica, es decir, se utiliza la energía potencial del agua almacenada para convertirla, primero en energía mecánica y luego en energía eléctrica.

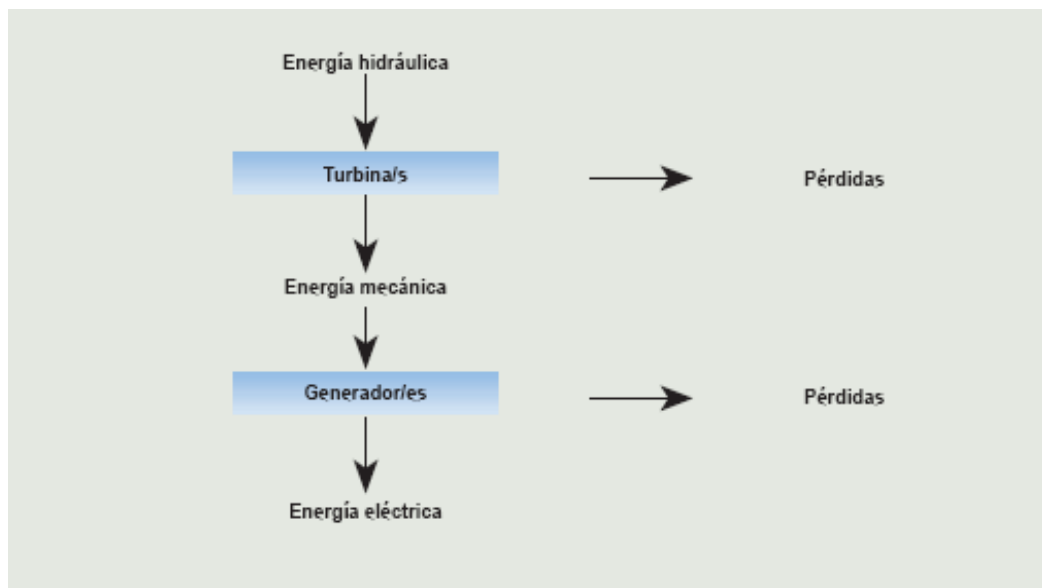


Figura 4.1 Esquema del aprovechamiento hidroeléctrico.

La propuesta de generar energía eléctrica mediante una central hidroeléctrica es una manera de aprovechar los recursos renovables y diversificar la estructura de la demanda energética; esto es, aprovechar al máximo los recursos naturales disponibles al mismo tiempo que se trata de disminuir la quema de petróleo y disminuir la emisión de gases de efecto invernadero.

Como se sabe, la energía eléctrica no se puede almacenar, debe ser consumida al mismo tiempo que se produce, lo que quiere decir que se debe conocer la posible demanda de energía que va a ser requerida para poder satisfacerla.

El cambio en la demanda de energía eléctrica respecto al tiempo puede ser representada mediante una curva de demanda, que muestra los máximos y los mínimos consumos en las horas de mayor y menor demanda, se denominan horas pico y horas base respectivamente. Aunque la demanda varía en cada día y mes del año, la curva puede ser generalizada para todo el año; teniendo en cuenta estas variaciones, siempre se tiene que ajustar a la demanda y producir la energía que se solicite en cada instante.

Las centrales hidroeléctricas tienen la capacidad de acoplarse a estas fluctuaciones de demanda, ya que su potencia es fácilmente regulable y con una gran flexibilidad de operación; por lo tanto, las centrales hidroeléctricas son muy adecuadas para cubrir los picos de demanda y las bajas imprevistas de otras centrales eléctricas.

4.1.1 Ventajas y desventajas de las centrales hidroeléctricas

Las ventajas de éste tipo de generación eléctrica son fáciles de percibir:

- La energía necesaria para su operación es proporcionada de forma natural, gratuita; es renovable y no requieren ningún tipo de combustible.
- Es limpia, no contamina ni el aire ni el agua.
- Los costos de mantenimiento y explotación son relativamente bajos.
- Las obras necesarias para este tipo de aprovechamiento son de duración considerable.
- Las turbinas son máquinas que pueden ponerse en marcha y detenerse con relativa sencillez y, por lo tanto, el costo de mantenimiento es reducido.

Es preciso señalar la contraparte de lo antes mencionado, ya que existen ciertas desventajas en un proyecto de generación hidroeléctrica:

- Los costos por kilowatt instalado son con frecuencia muy altos respecto a otros modos de generación eléctrica.
- El sitio determinado por características naturales, puede estar lejos del centro o centros de consumo y exigir la construcción de un sistema de transmisión de electricidad, lo que significa un aumento de la inversión y en los costos de mantenimiento y pérdida de energía.

- La construcción lleva, por lo común, largo tiempo en comparación con la de las centrales termoeléctricas.
- La disponibilidad de energía puede fluctuar de estación en estación y de año en año.

4.1.2 Tipos de centrales hidroeléctricas

4.1.2.1 Según el tipo de embalse

Las centrales hidroeléctricas tienen el inconveniente de la fluctuación del caudal del río. La demanda de energía varía también, pero sus fluctuaciones no coinciden con las del caudal. La fluctuación de la demanda es prácticamente imperceptible en los meses del año, pero la variación en un día es muy grande. Esta variación difiere del comportamiento de un río, es decir, grande en los meses del año y muy pequeña en las diferentes horas de un día. Un embalse se construye con el objeto de regular estas variaciones.

Centrales a hilo de agua

Se construyen en los ríos en los que la energía hidráulica existente es suficiente para accionar las turbinas, el agua a turbinar se capta del cauce del río por medio de una obra de toma, y una vez turbinada, se devuelve al río en un punto distinto al de captación. En la figura 4.2 puede verse un esquema sencillo de este tipo de centrales.

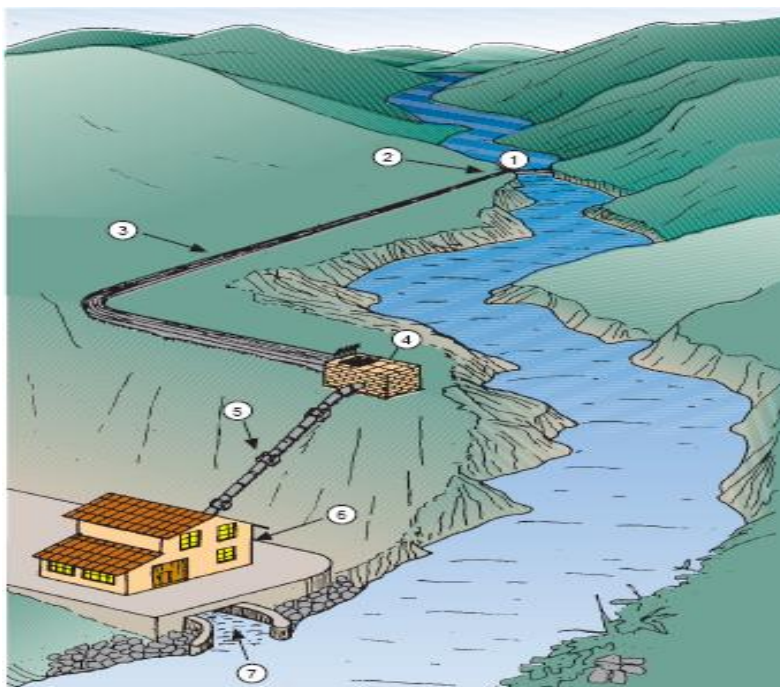


Figura 4.2 Esquema de una central hidroeléctrica a hilo de agua.

Los elementos principales de las instalaciones que pueden observarse en la figura 4.2 son.

1. Presa derivadora
2. Obra de Toma
3. Canal de derivación
4. Tanque de carga
5. Tubería a presión
6. Casa de máquinas
7. Canal de desfogue

Centrales con embalse de regulación

Este tipo de aprovechamiento tiene la posibilidad de almacenar las aportaciones de un río, mediante la construcción de un embalse y pueden regular el caudal de salida para ser turbinado en el momento que se necesite. La figura 4.3 presenta una central de este tipo.



Figura 4.3 Esquema de una central hidroeléctrica con embalse de regulación.

De acuerdo con la figura 4.3, los elementos principales de estas centrales son:

1. Presa u obra de contención
2. Obra de toma
3. Tubería a presión
4. Casa de máquinas
5. Canal de desfogue

4.1.2.2 Según la carga bruta aprovechable

La altura de agua aprovechable que pueda obtenerse es un factor importante en la determinación del tipo de instalaciones del aprovechamiento hidroeléctrico (presa, canal de derivación, tipo de turbinas, etc.).

Una clasificación propuesta por Ludin, y reconocida por varios autores, es la siguiente

- De pequeña altura : $H \leq 14.99 m$.
- De mediana altura: $15 \leq H \leq 49.99 m$.
- De gran altura: $H \geq 50 m$.

4.1.2.3 Según la potencia instalada

No existe una clasificación estricta en este rubro, los límites son convencionales y relativos y dependen de las posibilidades hidroeléctricas de cada país o región. Desde el punto de vista europeo se pueden clasificar así

- | | |
|---------------------------------|----------------------|
| ✓ Microcentrales | menores a 100kW |
| ✓ Centrales de pequeña potencia | 100 hasta 1000 kW |
| ✓ Centrales de mediana potencia | 1000 hasta 10,000 kW |
| ✓ Centrales de gran potencia | mayores a 10,000 kW |

La propuesta de clasificación para Centroamérica es la siguiente

- | | |
|------------------|---------------------|
| ✓ Microcentrales | menores a 50 kW |
| ✓ Minicentrales | 50 kW hasta 1000 kW |
| ✓ Pequeñas | 1 MW hasta 5 MW |
| ✓ Medianas | 5 MW hasta 30 MW |
| ✓ Grandes | mayores a 30 MW |

4.2 Obra civil

Alberga todos los componentes necesarios para derivar, conducir y restituir el agua turbinada, así como para albergar los equipos electromecánicos. La obra civil la constituyen los siguientes elementos

- Presas
- Obra de toma
- Canal de derivación
- Tanque de carga
- Tubería forzada
- Casa de máquinas
- Canal de desfogue

Presas

Son las obras que se construyen en el cauce del río, transversalmente al mismo, para la retención y desviación del caudal hacia la toma que se deriva hacia la central.

En las presas derivadoras se produce una retención del agua sin que haya una variación importante del nivel de agua, es decir, se construyen en las llamadas centrales a hilo de agua.

En las presas, se construye un muro en las zonas angostas del cauce, conocida como boquilla, para elevar la superficie libre del curso de agua creando un embalse o lago artificial.

Existen diferentes métodos para obtener una boquilla, es decir, diferentes tipos de presas que se pueden clasificar de la siguiente manera.

- Presas de materiales graduados: se utilizan en terrenos poco consistentes y en boquillas de poca pendiente. Su base es más grande que su altura. Se pueden construir con materiales graduados, es decir, un núcleo de material impermeable, un filtro de arena y gravas que van desde los 10 cm de diámetro hasta llegar a una chapa de enrocamiento con rocas de diámetro mayor a los 50 cm.
- Presas de gravedad: se construyen con grandes volúmenes de concreto simple o mampostería. La tendencia actual es la utilización del CCR (concreto compactado con rodillos). Requieren un terreno de cimentación muy consistente.
- Presas de contrafuertes: una pantalla de concreto se apoya en contrafuertes que transmiten el esfuerzo al terreno. Los contrafuertes permiten disminuir el volumen de concreto utilizado en las presas de gravedad.
- Presas de bóveda: es una presa de concreto en forma de arco cuya concavidad mira hacia aguas arriba. El empuje ejercido sobre la presa es transmitido hacia las laderas, por consiguiente, éstas deben ser constituidas por un material resistente. Este tipo de obra se utiliza en boquillas muy angostas.

Obra de toma

La obra de toma sirve para captar el agua hacia la conducción que la transportará a la central.

La forma de construir la obra de toma depende de las características y necesidades de la presa, por ejemplo, en una presa de tierra, la obra de toma puede estar constituida por un canal abierto o un conducto enterrado colocado en alguna de las laderas de la presa. En las

presas de tierra más altas, esto no sería posible, entonces la obra de toma podría llevarse alrededor de la presa a través de alguna de las laderas mediante un túnel.

En el caso de las presas de gravedad, la obra de toma puede estar embebida en la cortina de la presa, mediante un túnel o una tubería a presión. Con frecuencia, la obra de toma se forma a través de la sección vertedora de la presa, usando un tanque de amortiguación para disipar la energía de agua que pasa por el vertedor y la obra de toma.

Generalmente en la toma se instala una rejilla para impedir el paso de peces y material sólido, que pueden llegar a ser perjudiciales para las turbinas.

El caudal que debe ser extraído mediante la obra de toma, puede regularse con compuertas, en el extremo aguas arriba del conducto o en un punto intermedio del mismo.

Canal o conducto de derivación

Es la conducción que transporta al agua, desde la toma hasta la central o un punto intermedio, como puede ser el tanque de carga o pozo de oscilación; esto se puede lograr mediante; canal tubería o túnel. Dependiendo de su longitud puede haber varias compuertas o accesorios para limpieza y vaciado, en caso necesario.

Al final del canal, antes del tanque de carga, suele instalarse una reja de finos con su correspondiente máquina limpiarrejas, así como una compuerta de seguridad.

Vertedor

Es una de las obras más importantes e indispensables de una presa. Su función es la de desalojar el agua excedente o de avenidas que no cabe en el espacio destinado para el almacenamiento, de manera controlada, para que la estructura de la presa no llegue a sufrir algún tipo de daño.

La capacidad de descargar del vertedor debe calcularse bien, ya que debe ser hidráulica y estructuralmente adecuado y localizado de manera que sus descargas no erosionen ni socaven el pie aguas abajo de la presa. Para determinar la capacidad necesaria del vertedor, es necesario conocer las características de escurrimiento de la cuenca y la naturaleza del aprovechamiento, para después determinar un gasto de diseño

Los principales componentes de esta estructura son

- La estructura de control: que permite la entrada de las excedencias al vertedor, esto se logra mediante un vertedor de cimacio, una pared gruesa, o de sección irregular e incluso mediante una tubería.
- Canal de descarga: es la conducción que llevará las excedencias hacia aguas abajo de la presa, y puede ser un canal abierto o una tubería, y debe diseñarse para que su estructura resista las solicitaciones de trabajo.
- Estructura terminal: el agua embalsada, al llegar aguas abajo de la presa, transforma su energía potencial inicial en energía cinética y, por lo tanto, la velocidad con la que llega puede socavar y dañar el pie aguas abajo de la presa. El canal de descarga puede prolongarse de tal manera que realice la función de disipar la energía o bien descargar el agua lejos del pie de la presa. En una presa de concreto esta función puede ser realizada por un tanque amortiguador o una cubeta de lanzamiento.

Tanque de carga o pozo de oscilación

Debido a las variaciones de carga del alternador o a situaciones imprevistas, se utilizan los tanques de carga que evitan las sobrepresiones en la tubería o en los álabes de las turbinas. Consiste en un depósito situado al final de la conducción de derivación del que parte la tubería a presión. La presión en el agua se manifestará en un incremento en la columna dentro del tanque, y si existiera una disminución de presión, la columna de agua en el tanque descendería. A éstas sobrepresiones se les conoce como golpe de ariete.

Tubería forzada (tubería a presión)

La tubería a presión conduce el agua desde el tanque de carga hasta la turbina; generalmente la tubería es de acero. Al inicio de la tubería se instala un dispositivo de cierre que permite evitar el paso de agua para vaciar la tubería poco a poco.

Casa de máquinas

En ella se albergan los equipos electromecánicos de la central.

Canal de desfogue

Es la conducción a través de la que se restituye el agua al cauce.

4.3 Equipos electromecánicos

Son aquellos que permitirán convertir la energía del agua en energía eléctrica. Los principales son los siguientes:

- Órgano de cierre de la turbina
- Turbina(s)
- Generador(es)
- Elementos de regulación
- Transformador(es)
- Celdas y cuadros eléctricos
- Línea eléctrica de interconexión

Órgano de cierre de la turbina

Son válvulas o compuertas que aíslan al agua de la turbina en caso de detener la operación y permiten el vaciado de la tubería para labores de reparación y mantenimiento.

Turbinas

Son máquinas capaces de transformar la energía hidráulica en energía mecánica en su eje de salida. Esto mediante el aprovechamiento de la energía potencial del agua en el embalse transformada a energía cinética cuando es conducida hacia ellas. Su acoplamiento mediante un eje a un generador permite, finalmente, la generación de energía eléctrica.

Generadores

Estas máquinas transforman la energía mecánica de rotación que suministran las turbinas en energía eléctrica en sus terminales. Pueden ser de dos tipos: síncronos y asíncronos.

Los generadores síncronos suelen emplearse en centrales con potencia superior a 2,000 kVA conectadas a la red, o en centrales de pequeña potencia que funcionan en sistemas aislados.

El generador asíncrono, por el contrario, debe estar siempre conectado a la red eléctrica, de la que toma la energía necesaria para producir su magnetización. Es usual emplearlos en centrales de menos de 500 kVA, siempre acopladas a la red.

Para centrales con potencia aparente entre 500 y 2,000 kVA la elección de un generador síncrono o asíncrono, depende de la valoración económica, del sistema de funcionamiento y de los condicionantes técnicos exigidos por la compañía eléctrica.

Elementos de regulación

Son aquellos que regulan los componentes móviles de las turbinas y pueden ser de dos tipos, hidráulicos y electrónicos. Su misión es adecuar la turbina a las circunstancias existentes en cada momento (caudal turbinable, demanda eléctrica, etc.) para que opere con el mejor rendimiento energético posible en cada circunstancia.

Transformadores

Son máquinas destinadas a convertir una tensión de entrada en otra distinta a la salida. El objeto del transformador es elevar la tensión de generación eléctrica para reducir en lo posible las pérdidas de transporte en la línea de transmisión.

Celdas y cuadros eléctricos

Suelen instalarse generalmente en el interior de la central y están constituidos por diversos componentes eléctricos de regulación, control, y protección.

Línea eléctrica de interconexión

La línea eléctrica transporta la energía eléctrica desde la central hasta el punto de conexión con la compañía eléctrica o hasta el centro de consumo.

4.3 Obras auxiliares

Son todas aquellas obras civiles e instalación de equipos auxiliares necesarios para el correcto funcionamiento de la central. Los más comunes son:

- Compuertas
- Rejilla y máquina limpia rejillas
- Grúa para movimiento de máquinas
- Sistema contra-incendios
- Alumbrado
- Caudalímetro
- Caminos de acceso
- Subestación eléctrica

CAPÍTULO 5. ETAPAS DE ESTUDIO PARA DETERMINAR LA PREFACTIBILIDAD DE UN EQUIPAMIENTO HIDROELÉCTRICO

Los estudios de prefactibilidad técnica y económica o de gran visión como se les conoce comúnmente, tienen el principal objetivo de reconocer de manera previa, si los proyectos de cualquier tipo tienen un potencial importante para continuar con las siguientes etapas de su desarrollo. Por ello, estos estudios también tienen gran importancia en el desarrollo de cualquier equipamiento hidroeléctrico de presas que fueron diseñadas inicialmente con otro propósito, ya que permiten establecer una perspectiva de los posibles beneficios en cuanto a generación de energía eléctrica, los cuales pueden ser traducidos a beneficios de otro tipo como los económicos o sociales. Estos beneficios son comparados con los costos y de esta manera se puede establecer una relación para determinar la sustentación de las opciones y tomar decisiones.

Todo proyecto de ingeniería debe ser sustentable técnica y económicamente, pero en la actualidad se debe considerar otros aspectos, como son los impactos ambientales y sociales. Un equipamiento hidroeléctrico tiene muy pocos impactos ambientales, porque la infraestructura necesaria de una central hidroeléctrica ya existe. Los impactos sociales pueden ser favorables si se toman las medidas adecuadas. De manera que se busca una optimización de recursos.

En este trabajo se propone una metodología general para llevar a cabo un estudio de prefactibilidad de un equipamiento en cuanto a la posible generación de energía eléctrica, lo cual implica el planteamiento de los análisis técnicos de potencialidad a partir del estudio previo de la infraestructura de cada proyecto. Si bien, este trabajo se enfoca a las cuestiones técnicas para la determinación de la posible generación de energía eléctrica, también se debe tener presente la participación de otras disciplinas, que no son necesariamente del campo de la ingeniería.

Para el desarrollo de un estudio de prefactibilidad o gran visión, se proponen las siguientes etapas de desarrollo:

1. Selección de la presa a estudiar
2. Aspectos administrativos
3. Análisis topográfico y de infraestructura regional
4. Análisis general de la presa y sus obras hidráulicas
5. Análisis probabilístico y estadístico de los datos hidrológicos existentes
6. Análisis de potencialidad de generación eléctrica
7. Selección del equipamiento, turbinas
8. Esquema general del equipamiento
9. Análisis económico

5.1 Selección de la presa

En un estudio de prefactibilidad de un equipamiento hidroeléctrico lo primero que se debe tener en cuenta es la presa a equipar. Se puede decir que esta etapa de estudio es susceptible de realizarse a cualquier presa, pero una de las principales condicionantes es el interés que pueda haber por parte de particulares, el sector público, instituciones, entre otros.

La selección de la presa depende de muchas variables como, la demanda de energía, la ubicación geográfica de la demanda, la infraestructura existente, los datos hidrométricos disponibles, las posibles inversiones por parte del sector industrial, el propio desarrollo social, entre muchas otras.

La generación de energía hidroeléctrica está en función principalmente de la carga hidráulica y el gasto con el que se cuenta en ciertos periodos de tiempo. La carga se puede determinar de manera previa con la altura de la obra de contención o presa existente; para el gasto, son necesarias las dimensiones y características de la obra u obras de toma existentes.

Para seleccionar un posible equipamiento, se puede tomar la combinación de los siguientes puntos.

1. Conocer la demanda requerida.
2. La presa debe de estar relativamente cerca del punto de demanda de la electricidad o del centro de consumo.

3. Población o sector beneficiado.
4. Su infraestructura, entre más grandes sean las dimensiones se tiene mayor probabilidad de generación favorable.
5. No se presenten o se conozcan problemas de azolvamiento o estructurales importantes.
6. Si la presa es pequeña (derivadora), que el escurrimiento medio del cauce donde se encuentre, sea importante.
7. No se presenten problemas legales o sociales difíciles de resolver, con comunidades agrícolas principalmente.

Los puntos anteriores son sólo algunos que pueden considerarse en la selección previa del sitio a equipar, aunque pueden existir muchos otros, que se deben analizar de acuerdo a cada proyecto y propósito del mismo.

5.2 Aspectos administrativos

Algunas situaciones legales y administrativas deben considerarse en un estudio de prefactibilidad. Dado que el equipamiento hidroeléctrico es un aprovechamiento hidráulico, la principal dependencia encargada en la administración del agua y sus demás bienes e infraestructura es competencia de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), que es la autoridad facultada para administrar y custodiar las aguas nacionales y sus bienes públicos inherentes, así como preservar y controlar su calidad, en los términos que establece la Ley de Aguas Nacionales y su Reglamento.

La explotación, uso o aprovechamiento de las aguas nacionales, por parte de personas físicas o morales, se realiza mediante concesión.

La explotación, uso o aprovechamiento de las aguas nacionales, por parte de los municipios, estados o Distrito Federal, cuando se trata de la prestación de los servicios de agua con carácter público urbano o doméstico, se realiza mediante asignación.

Por otra parte, debe considerarse que para atender y gestionar las necesidades y demandas del agua, la CONAGUA está integrada por tres niveles de autoridad.

- Nivel Central

- Organismo de Cuenca
- Dirección Local

Son estas instancias donde se obtiene la información sobre los trámites para la adquisición de los derechos del aprovechamiento por medio de una concesión o asignación.

La CONAGUA, desempeña sus funciones a través de 13 Organismos de Cuenca, cuyo ámbito de competencia son las Regiones Hidrológico – Administrativas, las cuales se muestran en la figura 5.1.

Debido a que las cuencas son las unidades básicas de gestión de los recursos hídricos, las Regiones Hidrológico - Administrativas están formadas por agrupaciones de cuencas, respetando los límites municipales para facilitar la integración de la información socioeconómica.



Figura 5.1 Regiones Hidrológico-Administrativas.

Las ciudades sedes de los Organismos de Cuenca se muestran en la tabla 5.1.

Tabla 5.1 Ciudades sede de los Organismos de Cuenca.

T1.6 Ciudades sede de los Organismos de Cuenca		
	Organismo de Cuenca	Ciudad sede
I	Península de Baja California	Mexicali, Baja California
II	Noroeste	Hermosillo, Sonora
III	Pacífico Norte	Culiacán, Sinaloa
IV	Balsas	Cuernavaca, Morelos
V	Pacífico Sur	Oaxaca, Oaxaca
VI	Río Bravo	Monterrey, Nuevo León
VII	Cuencas Centrales del Norte	Torreón, Coahuila de Zaragoza
VIII	Lerma-Santiago-Pacífico	Guadalajara, Jalisco
IX	Golfo Norte	Ciudad Victoria, Tamaulipas
X	Golfo Centro	Xalapa, Veracruz
XI	Frontera Sur	Tuxtla Gutiérrez, Chiapas
XII	Península de Yucatán	Mérida, Yucatán
XIII	Aguas del Valle de México	México, Distrito Federal

FUENTE: Reglamento Interior de la CONAGUA. México, 2006.

Por otra parte, la CONAGUA cuenta con 20 direcciones locales en las entidades federativas en las que no se encuentran las sedes de los Organismos de Cuenca.

Consideraciones administrativas y legales

Uno de los primeros aspectos que hay que considerar para iniciar el estudio de un equipamiento hidroeléctrico, es conocer el estado de la concesión de la presa seleccionada, por lo que, es necesario conocer la ubicación en coordenadas geográficas y, de acuerdo a la entidad federativa en la que se encuentre, se debe de identificar la Cuenca Hidrológico - Administrativa a la que pertenece.

Para conocer el estado de concesión del aprovechamiento hidráulico se puede consultar, el Registro Público de Derechos de Agua (REPGA) el cual otorga seguridad jurídica a los usuarios de aguas nacionales y sus bienes públicos inherentes; salvaguardando los derechos inscritos y vigilando que toda persona tenga derecho a que se le muestren los asientos registrales y obtener constancia de los mismos. Este Registro pone a disposición de los

usuarios en general, información sobre las concesiones, permisos o autorizaciones otorgados, especificando los titulares de aquellos.

Una forma sencilla para consultar la base de datos de la REFDA, es a través de su página electrónica en internet mediante una liga electrónica dentro de la página web de la CONAGUA.

Para obtener información oficial, se debe dirigir a cualquier Centro Integral de Servicios o ventanilla única de la Comisión Nacional del Agua, solicitando la constancia o certificación correspondiente.

Son dos las posibles situaciones en cuestión de concesión que pueden existir en un equipamiento:

- La concesión no existe o está caduca.
- La concesión está vigente.

Si la concesión no existe o está caduca, es una situación favorable para el interesado en el equipamiento; lo único por realizar son trámites de solicitud de la concesión del aprovechamiento para su obtención.

Si la concesión está vigente y la persona física o moral es la concesionaria y además es la interesada en realizar el estudio de prefactibilidad, se puede continuar con las etapas de dicho estudio.

Si el titular de la concesión no es el interesado, se puede llegar a un acuerdo para que el concesionario ceda los derechos del título o concesión mediante los procedimientos administrativos que establezca la CONAGUA.

Principales aspectos de los trámites y fundamento jurídico

En el caso de solicitar la Concesión de Aguas, es necesario un Proyecto de Concesión, donde se define y justifica el gasto y la carga hidráulica que se solicita mediante un análisis técnico que contendrá un esquema conceptual de las obras proyectadas. Además, se llenará una solicitud de concesión con los formatos de solicitud que se encuentran disponibles en la página electrónica de la CONAGUA, haciendo constar algunos datos: Nombre y apellidos y razón social; domicilio del petitionerio; representante legal; objeto del aprovechamiento;

la corriente de donde se proyecta derivar el agua; caudal en litros por segundo; punto de descarga; desnivel que se pretende utilizar; resolución de la manifestación de impacto ambiental; duración de la concesión que puede ser de 5 a 30 años, etc.

Fundamento jurídico de los trámites:

Los principales fundamentos jurídicos para la realización de trámites mencionados, se establecen en la ley de aguas nacionales y en el reglamento y normas de la CONAGUA.

- CNA-01-003 “CONCESIÓN DE APROVECHAMIENTO DE AGUAS SUPERFICIALES”.
- CNA-01-005 “CONCESIÓN PARA LA EXTRACCIÓN DE MATERIALES”.
- CNA-01-006 “CONCESIÓN PARA LA OCUPACIÓN DE TERRENOS FEDERALES CUYA ADMINISTRACIÓN COMPETA A LA COMISIÓN NACIONAL DEL AGUA”.
- CNA-01-013 “AUTORIZACIÓN PARA LA TRANSMISIÓN DE TÍTULOS Y SU REGISTRO”.
- CNA-01-014 “AVISO PARA VARIAR TOTAL O PARCIALMENTE EL USO DEL AGUA”.
- CNA-01-018 “CONSULTAS AL REGISTRO PÚBLICO DE DERECHOS DE AGUA Y EXPEDICIÓN DE CERTIFICADOS”.

5.3 Análisis topográfico e infraestructura regional

En todo proyecto de ingeniería es necesario tener un marco de referencia de las características físicas que rodean al proyecto, y de la infraestructura existente, como el sistema eléctrico, ya que el equipamiento puede integrarse a dicho sistema.

Se propone identificar todas las características generales más importantes desde el punto de vista de infraestructura necesaria para satisfacer los servicios requeridos por el equipamiento. Son muchos los requerimientos para que la central hidroeléctrica pueda operar de manera correcta, dado que la energía generada debe de ser conducida a los puntos de demanda y también se deben tener insumos para la central.

El equipamiento al ser estudiado como un subsistema, se considera compuesto por sus obras hidráulicas y las subcuencas aledañas que tienen un papel muy importante desde el punto de vista topográfico y las características fisiográficas de las mismas, dado que permitirán determinar si es posible aprovechar caídas importantes, entre otras cualidades.

Para realizar el análisis de la topografía y la infraestructura regional, es necesario contar con fuentes de información suficientes para el nivel de prefactibilidad.

5.3.1 Fuentes de información

Las fuentes de información pública que pueden consultarse son: el Instituto Nacional de Geografía y Estadística (INEGI), Comisión Federal de Electricidad (CFE), La Secretaría de Comunicaciones y Transporte (SCT), Secretaría de Recursos Naturales y Medio Ambiente (SEMARNAT), Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), entre otras.

La información proporcionada por el INEGI a través de su cartografía a diferentes escalas (1:1 000 000, 1:250 000 y 1:50 000), son una muy buena base para el estudio de prefactibilidad. Debe tenerse presente que también existen otras tecnologías como las fotografías aéreas y satelitales, que son recomendables como apoyo para este análisis; es el caso del software Google Earth, que permite visualizar físicamente el sitio, cuando no es posible visitarlo en primera instancia.

La cartografía proporcionada por el INEGI es recomendable para este tipo de estudio, pero la que proporciona mayor información para este nivel de estudio, es la que se encuentra a escala de 1:50 000. Esta cartografía se encuentra disponible de manera impresa, imagen digital y en forma vectorial en formato (dwg) georeferenciada.

5.3.2 Análisis de la topografía

Consiste principalmente en recopilar la topografía del sitio del equipamiento, e identificar importantes desniveles que puedan ser aprovechados para tener una mejor carga hidráulica. Establecer la posible ubicación en coordenadas geográficas de la casa de máquinas y pozo de oscilación en caso de ser necesario, también se pueden obtener perfiles del sitio de la casa de máquinas y de la conducción. En el caso de la conducción, la topografía permite

proponer conducción en túnel o en canal. Por otra parte, es necesario identificar rutas de acceso a dichos sitios o proponer algunas.

Otro punto importante en el análisis topográfico, es ubicar si cerca del sitio del equipamiento existen corrientes o cuerpos de agua importantes, como otras presas que principalmente sean derivadoras o de riego, ya que es posible aprovechar esta infraestructura como un sistema de embalses para tener mayores volúmenes de agua en el aprovechamiento.

5.3.3 Análisis de la infraestructura regional

Consiste en identificar todos los tipos de infraestructura relacionada con el proyecto, de tal manera que puedan ser aprovechados para propósito del mismo. También se debe ubicar poblaciones o centros de posible consumo de la energía generada, así como redes y líneas de transmisión próximas al sitio del equipamiento. Para ello debe considerarse lo siguiente:

- Recopilar cartas topográficas del INEGI, en sus diferentes escalas, aunque se hace notar que es necesario contar con las cartas a escala 1: 50 000 impresa y en formato vectorial, dado que se cuenta con curvas a +/- 20 m y referenciadas a nivel del mar.
- Identificar sobre las cartas topográficas la infraestructura existente: vías de comunicación, zonas urbanas, líneas de transmisión eléctrica y telefónica, obras hidráulicas existentes, parques industriales, uso de suelo en zonas aledañas a los sitios de proyecto, etc.
- Estimar distancias de los sitios de proyecto a poblaciones cercanas, líneas de transmisión eléctrica, caminos y carreteras, entre otros. También se deben proponer rutas de acceso a dicha infraestructura a partir de los sitios de interés del proyecto.

5.4 Análisis general de la presa y sus obras hidráulicas

Consiste en recabar información disponible sobre las características de la presa existente y sus estructuras hidráulicas, que puede ser obtenida de algunas fuentes de información mencionadas en el análisis de la topografía e infraestructura regional, pero se hace notar que la institución que cuenta con mayor información referente a este estudio es la

CONAGUA, ya que posee el inventario nacional de presas, que es una recopilación de información de la mayoría de presas en el país.

Existen publicaciones de la CONAGUA, y otras instituciones antecesoras a ésta encargadas de los principales proyectos hidráulicos referentes a la construcción de presas, donde es posible encontrar esquemas detallados de las obras y descripción de las estructuras construidas.

En este análisis es recomendable realizar una visita al sitio de proyecto para tener un panorama más amplio de cómo está integrado el proyecto, ya que también se puede obtener información del estado físico de la presa con los encargados de su operación.

5.4.1 Información a recabar sobre la presa y sus obras hidráulicas

La información a recabar son los registros de los gastos de diseño y operación, niveles de las diferentes obras y arreglo general de las estructuras de la presa, entre ellas, los datos del vaso, la obra de excedencias, la obra de toma y la obra de contención. A continuación se presentan algunos datos requeridos.

- **Vaso de almacenamiento**

Se requiere conocer los datos siguientes

1. Nivel de azolves
2. Namino
3. Namo
4. Name
5. Curva elevaciones-capacidades.
6. Volumen de azolves
7. Volumen muerto
8. Volumen útil
9. Volumen de super almacenamiento o de excedencias.

Esta información es de suma importancia para posteriores estudios, por ejemplo, para los estudios de funcionamiento de vaso, en caso que se pudiera proponer otra política de operación con el fin de mejorar la generación de energía eléctrica.

- **Obra de excedencias**

Se requiere conocer los datos siguientes

1. Elevación de la cresta vertedora.
2. Principales elevaciones de los elementos de las estructuras que integran la obra de excedencias.
3. Gasto de diseño de la obra de excedencias.
4. Mecanismos de operación de la obra de excedencias si cuenta con ellos y sus características como son; compuertas, grúas, entre otros.
5. Ubicación de la obra de excedencias y sus elementos respecto a las demás estructuras de la presa.
6. Esquemas y/o planos, así como su descripción.

Esta información es importante, pues en el caso de ubicar la obra de generación cerca de la estructura terminal de la obra de excedencias, se deben considerar posibles problemas de inundación o socavación en la casa de máquinas, entre otros, o bien en el caso del estado de la obra de excedencias, se puede evaluar la necesidad de realizar mantenimiento menor o mayor, por mencionar algunos ejemplos.

- **Obra de toma**

Se requiere conocer los datos siguientes

1. Principales elevaciones en los elementos de las estructuras que integran las obras de toma.
2. Gasto de diseño para cada obra de toma.
3. Mecanismos de operación y sus características como son compuertas, grúas, válvulas, entre otros.
4. Ubicación de la obra u obras de toma y sus elementos respecto a las demás estructuras de la presa.

5. Esquemas y/o planos, así como su descripción.

En esta estructura se debe de tener mayor cuidado con la información recabada, dado que está directamente relacionada con la obra de generación y el aprovechamiento de la infraestructura existente.

- **Obra de contención**

La obra de contención en una presa tiene varias funciones como son aumentar el nivel del agua, retenerla para lograr la regulación de los escurrimientos y aprovecharlos como mejor convenga. La obra de contención tiene su importancia en este análisis, en el sentido, de la recopilación de la información de cómo está integrada, los materiales con los cuales se construyó, características como sus elevaciones y geometría, entre otros. Pero en un estudio de prefactibilidad o gran visión lo que más importa es el conocer su situación estructural.

5.5 Análisis probabilístico y estadístico de los datos hidrométricos existentes

En el estudio de prefactibilidad de un equipamiento hidroeléctrico, uno de los análisis más importantes es el estadístico y probabilístico de los datos hidrométricos del sitio en cuestión, dado que los resultados obtenidos representarán una estimación de las variables necesarias para determinar la capacidad de posible generación en dicho aprovechamiento. Así mismo, este análisis también proporciona el comportamiento hidrológico de la presa, en función de su política normal de operación con los registros con que se cuente a la fecha. Los principales datos hidrométricos que se necesitan son los volúmenes o gastos extraídos por la obra u obras de toma y elevaciones correspondientes en el embalse.

Con el análisis estadístico se busca la caracterización del comportamiento de los volúmenes o gastos extraídos por la obra u obras de toma y las elevaciones en el embalse, esto es, se trata de estimar la magnitud esperada a partir de la frecuencia con que se presentan las diferentes variables, y así proponer su magnitud, por lo cual, cuando se cuente con más datos hidrométricos se tendrán mejores estimaciones de estas variables.

El análisis probabilístico consiste en correlacionar algún dato hidrométrico como son elevaciones o gastos con una probabilidad de ocurrencia o permanencia. Al igual que el análisis estadístico, cuando se cuenta con más registros hidrométricos se tendrán mejores resultados.

La generación de energía eléctrica en una central hidroeléctrica está en función de su potencia instalada, su potencia media mensual y los volúmenes con que se puede contar mensualmente en dicha central. Por otra parte, la potencia hidráulica está en función de dos parámetros que son el gasto y la carga hidráulica, por lo cual, en este subcapítulo se trata de exponer la forma de obtener las variables necesarias para el cálculo de estos parámetros con base en el análisis estadístico y probabilístico de datos hidrométricos.

Los datos que se requieren para realizar un buen análisis estadístico y probabilístico deben obtenerse de forma oficial a través de las instituciones correspondientes que cuenten con los registros hidrométricos de la presa en estudio.

5.5.1 Fuentes de información hidrométrica

Las fuentes de información hidrométrica deben ser oficiales, dado que aunque se trata de un estudio de prefactibilidad, es la base fundamental para determinar el potencial de generación eléctrica de dicho aprovechamiento. A este nivel de estudio se puede investigar directamente de sitios de páginas electrónicas relacionadas, como son las de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), Secretaría de Recursos Naturales y Medio Ambiente (SEMARNAT), Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), Institutos Académicos, entre los más importantes. Toda la información obtenida de los sitios electrónicos se debe verificar que corresponda a sitios electrónicos de dependencias oficiales, para tener la seguridad de su veracidad. También se recomienda realizar una visita a al sitio del equipamiento, pues los encargados del funcionamiento de la presa pueden tener información actualizada.

Se recomienda como fuente de información hidrométrica la publicada por la CONAGUA, visitando su página de internet y el Banco Nacional de Datos de Aguas Superficiales (BANDAS) publicado por el Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (IMTA); una vez

que se identifique la presa se puede solicitar la información al área de aguas superficiales e ingeniería de ríos de la CONAGUA.

5.5.2 Análisis estadístico de la información hidrométrica

En este punto el objetivo es determinar la variación de volúmenes y elevaciones de la presa a través de su registro histórico, para estimar la generación de energía eléctrica media anual. La información que se desea obtener se hará con base en la estadística descriptiva y sus diferentes parámetros de análisis.

El análisis estadístico consiste esencialmente en recopilar información hidrométrica, ordenarla, resumirla y analizarla. Los datos requeridos son gastos, volúmenes y elevaciones, según sea el caso y la información disponible.

Para tener un mejor resumen y análisis a partir de los datos hidrométricos, se propone obtener los diferentes parámetros de caracterización como son los de tendencia central (media, mediana y moda), los de dispersión (varianza y desviación estándar) y posición (cuartiles). Entonces se trata de obtener los valores representativos para cada mes a partir de cada registro hidrométrico analizado. Con el resumen de los parámetros de caracterización mensuales, es posible determinar la disponibilidad de variables hidrométricas mensualmente.

5.5.3 Análisis probabilístico de la información hidrométrica

El análisis probabilístico puede ser considerado como el más importante desde el punto de vista del dimensionamiento de las obras de generación y de los equipos electromecánicos. Los resultados buscados en este análisis son el gasto y carga de diseño de las obras de generación.

Para el análisis probabilístico se propone el método de la curva de permanencia, por lo que se recomienda que los principales datos hidrométricos sujetos a este análisis sean los correspondientes a valores medios mensuales del registro histórico.

Curva de permanencia

Para obtener la curva de permanencia, también llamada curva de duración las variables hidrométricas se ordenan en forma decreciente de acuerdo a su magnitud y se calcula el porcentaje de tiempo durante el cual fueron igualados o excedidos (probabilidad de ocurrencia o permanencia). Para graficar la curva, el eje de las abscisas corresponde a la probabilidad de ocurrencia, y el eje de las ordenadas a la magnitud de la variable hidrométrica.

La expresión utilizada para calcular la probabilidad de permanencia es

$$P = \frac{i}{n+1}$$

donde

- P probabilidad de permanencia de la variable hidrométrica de orden i .
- i orden o posición de la variable hidrométrica.
- n total de datos de la muestra.

Para los gatos y carga de diseño es aconsejable que su probabilidad de permanencia se encuentre alrededor del 50 por ciento, pero debe tenerse en cuenta que en algunos casos esta probabilidad no es la más recomendable, esto puede depender de las características particulares de cada proyecto, y de ahí la importancia del análisis probabilístico, pues proporciona una herramienta más en el criterio de selección de las variables de diseño.

5.6 Análisis de potencialidad de generación eléctrica

Las características más importantes en un aprovechamiento de energía hidroeléctrica son la potencia instalada, la potencia media y la generación media anual. También se debe tener en cuenta que existen otros parámetros de caracterización que describen el funcionamiento de dicho aprovechamiento, como son el factor de generación y el factor de planta.

El estudio de potencialidad de generación eléctrica se encuentra fuertemente relacionado con el estudio probabilístico y estadístico de los datos hidrométricos, dado que el primero

depende del segundo, además un buen análisis de los datos hidrométricos será la base de un buen resultado de potencialidad de generación de energía eléctrica.

Este análisis es muy importante desde el punto de vista económico, pues proporciona una estimación de la generación de energía eléctrica, la cual puede ser transformada a valores monetarios o a posibles beneficios y de esta manera se puede realizar una evaluación económica del proyecto.

5.6.1 Parámetros fundamentales en el análisis de potencialidad eléctrica de un equipamiento hidroeléctrico

En un aprovechamiento hidroeléctrico, la capacidad de generación está en función de la potencia hidráulica que puede ser aprovechada; la potencia hidráulica está en función de dos parámetros hidrométricos fundamentales, que son la carga hidráulica y gasto, aunque en un estudio de potencialidad de generación hidroeléctrica, se definen diferentes cargas hidráulicas y gastos, los cuales serán definidos a continuación.

Carga hidráulica bruta H_b

Es la diferencia de niveles que existe entre el nivel del agua en el embalse más frecuente N_{AEMF} y el nivel en el desfogue N_{DESF} , para el caso de un equipamiento se tendrá una carga bruta para cada periodo de análisis, en este caso, periodos mensuales. El nivel más frecuente en el embalse se determina con la estadística descriptiva de las elevaciones en el embalse y corresponde a la media u otro parámetro de tendencia central según el criterio que se considere más conveniente. Por otra parte, el nivel de desfogue se determina con ayuda del análisis topográfico, y se propone de acuerdo con la ubicación que tendrá la casa de máquinas y es nivel del agua en el cauce donde se restituye el gasto turbinado.

$$H_b = N_{AEMF} - N_{DESF}$$

Carga hidráulica útil H_u

Se define como la diferencia entre el nivel del agua en el embalse más frecuente N_{AEMF} y el nivel de desfogue de la turbina N_{DESFT} , y al igual que la carga hidráulica bruta se tendrá una carga útil mensual.

$$H_u = N_{AEMF} - N_{DESFT}$$

Carga hidráulica neta H_n

Se define como el resultado de restar a la carga hidráulica útil las pérdidas de carga ΔH originadas por el paso del agua a través de la bocatoma, conducción, tubería forzada, válvulas y demás accesorios de la obra de generación. Dado que este trabajo corresponde a un estudio de prefactibilidad y no se cuenta con las dimensiones de proyecto final del aprovechamiento, es razonable considerar que las pérdidas de carga están en un intervalo del 5 al 10 por ciento de la carga hidráulica bruta. De esta manera se introduce el concepto de eficiencia hidráulica η_h , en un aprovechamiento hidroeléctrico, la cual se propone igual al 92 por ciento de la carga hidráulica bruta.

$$H_n = \eta_h H_b \text{ o también } H_n = 0.92 H_b$$

Carga hidráulica de diseño de las unidades generadoras H_d

La carga hidráulica de diseño y de selección de las unidades generadoras, es aquella que se determina a partir del análisis probabilístico y estadístico. Se propone una elevación en el embalse, se analiza su permanencia y con el nivel de desfogue, la diferencia entre estas elevaciones determina la carga de diseño de las unidades, la cual también estará influenciada por la eficiencia hidráulica.

$$H_d = (N_{AE} - N_{DESFT}) \eta_h$$

donde

N_{AE} es el nivel de agua en el embalse seleccionado, para determinar la carga hidráulica de diseño de las unidades generadoras.

Es importante mencionar que cada tipo de turbina tiene un intervalo de operación con la carga de diseño, que puede ser máxima o mínima, con la cual la turbina tiene un funcionamiento aceptable. Los intervalos recomendados de carga para el funcionamiento de los diferentes tipos de turbinas de reacción se muestran en la tabla 5.2.

Tabla 5.2 Intervalos aceptables de la carga de diseño de turbinas de reacción.

TIPO DE TURBINA	CARGA H_d [%]	
	H_d Máx.	H_d Mín.
Francis de reacción	125	65
Hélice con álabes fijos	110	90
Hélice con álabes móviles	125	65

En la figura 5.2 se muestra un esquema de las diferentes cargas hidráulicas en un equipamiento hidroeléctrico.

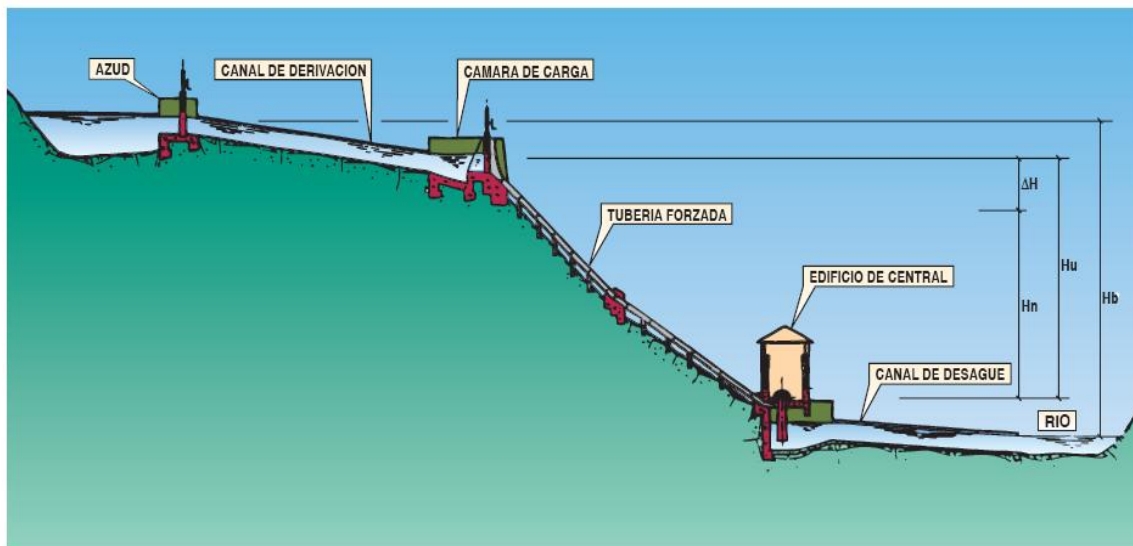


Figura 5.2 Cargas hidráulicas en un equipamiento hidroeléctrico.

Gasto de diseño de las unidades generadoras Q_i

Es aquel con el cual opera cada unidad, y se determina a partir de una propuesta inicial, de analizar su probabilidad de ocurrencia y de establecer las consideraciones de operación. Es recomendable que se tome como primera propuesta un gasto con una probabilidad de permanecía de 50 por ciento, aunque en algunos casos puede haber varios gastos de diseño debido a las consideraciones particulares de cada proyecto.

donde

Q_i es el gasto de diseño de la turbina o unidad generadora.

i es alguno de los gastos de diseño ($i=1,2,3\dots$) según sea el caso.

Es importante mencionar que cada tipo de turbina tiene un intervalo de funcionamiento, con un gasto máximo y un mínimo, por debajo del cual la turbina no funcionaría con rendimiento aceptable. Este gasto es aproximadamente

- Para turbinas PELTON 10% Q_i .
- Para turbinas KAPALN 25% Q_i .
- Para turbinas FRANCIS 40% Q_i .

Gasto equipado de la central hidroeléctrica Q_e

Es el correspondiente al óptimo de operación de la central hidroeléctrica, es uno de los parámetros principales en la capacidad de generación de la central, y corresponde a la suma de los gastos de diseño de las unidades generadoras.

$$Q_e = \sum_{i=1}^n Q_i$$

donde

n es el número de unidades generadoras.

Gasto medio en la central hidroeléctrica Q_m

Es aquel que se determina con la estadística descriptiva de las extracciones en la presa, corresponde al gasto disponible en la central hidroeléctrica, sus valores se determinan mensualmente; por lo cual se contara con 12 valores en el análisis anual.

Gasto medio aprovechable en central hidroeléctrica Q_{ma}

Es el gasto que se espera aprovechar del gasto disponible, está en función del gasto equipado y la política de operación en la central hidroeléctrica. Para proponer la política de operación, es recomendable tomar en cuenta que las unidades generadoras pueden operar con un porcentaje del gasto de diseño; pero es aconsejable ajustar los gastos de operación en algunas unidades al 100 por ciento, aunque una o varias unidades trabajen con un gasto inferior al de diseño en algunos meses del año. El gasto aprovechable se puede calcular mensualmente y anualmente, y generalmente se expresa en porcentaje.

En la práctica, se acostumbra usar como límite inferior en el gasto de operación un 60 por ciento del gasto de diseño, pues esto ha resultado un buen criterio al proponer la política de operación, pues se está por arriba de los límites que generalmente suelen manejarse, y en posteriores estudios de más detalle se cuanta con una holgura en el ajuste de los gastos de diseño de las unidades.

5.6.2 Parámetros fundamentales de análisis del funcionamiento en un equipamiento hidroeléctrico

En un equipamiento hidroeléctrico, la capacidad de generación está en función de la potencia hidráulica media y la potencia instalada, pero para describir su operación, se requiere de ciertos parámetros como son el factor de planta y factor de generación.

Potencia hidráulica P

El principal aprovechamiento corresponde al potencial hidráulico que se presente en la central.

La potencia hidráulica se puede determinar mediante la siguiente expresión:

$$P = \frac{9.81}{1000} \rho Q H$$

donde

P es la potencia hidráulica en kilowatts kW.

ρ es la densidad del agua en $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$.

Q es el gasto en $\frac{\text{m}^3}{\text{s}}$.

H es la carga hidráulica en m.

Potencia de diseño de las unidades generadoras P_i

Es la potencia eléctrica máxima esperada de cada unidad en un funcionamiento óptimo. Debido a que en esta etapa de estudio no se tienen bien definidos todos los elementos de la obra de generación y sus accesorios, es necesario reducir la incertidumbre en las pérdidas de energía debido a la transformación de la misma, por lo que los conceptos de eficiencia mecánica y eléctrica, son necesarios. La expresión para obtener la potencia de diseño P_i de alguna unidad generadora es

$$P_i = \frac{9.81}{1000} \rho Q_i H_d \eta_{mec} \eta_{elec}$$

donde

η_{mec} es la eficiencia mecánica la cual se propone de 0.945.

η_{elec} es la eficiencia eléctrica la cual se propone de 0.985.

Por otra parte, la eficiencia global de la central hidroeléctrica resulta del producto de las tres eficiencias en la central.

$$\eta_G = \eta_h \eta_{mec} \eta_{elec}$$

donde

η_G es la eficiencia global de la central hidroeléctrica se propone de 0.856.

Potencia eléctrica media mensual $P_{elec m}$

Corresponde a una potencia eléctrica media mensual esperada, y se determina con la siguiente expresión.

$$P_{elec m} = \frac{9.81}{1000} \rho Q_{ma} H_b \eta_G$$

Potencia instalada P_{ins}

Esta potencia corresponde a la capacidad total con que se cuenta en la central hidroeléctrica, esta se obtiene de la suma de todas las potencias de diseño P_i de las unidades generadoras

$$P_{ins} = \sum_{i=1}^n P_i$$

donde

n es el número de unidades generadoras.

Las unidades más usuales para expresar la potencia son

UNIDAD	SÍMBOLO	EQUIVALENCIAS
kilowatt	1kW	10^3 W
Megawatt	1MW	10^3 kW
Gigawatt	1GW	10^6 kW

Generación media mensual GEN_m

Es aquella que se obtiene de la potencia eléctrica media mensual y el tiempo de operación, esta potencia puede ser la instalada, en el caso que el gasto disponible sea mayor o igual al gasto equipado.

$$GEN_m = P_{elec} t$$

donde

t es el tiempo en horas que opere la potencia eléctrica media mensual.

Generación media anual GEN_{ma}

Resulta de la suma de la generación media mensual y se expresa

$$GEN_{ma} = \sum_{i=1}^{12} GEN_{mi}$$

donde

GEN_{mi} es la generación eléctrica media mensual y puede ser la de cualquier mes del año.

Las unidades más usuales para expresar la generación media anual son

UNIDAD	SÍMBOLO	EQUIVALENCIAS
Kilowatt-hora/año	1kWh/año	10^3 Wh/año
Megawatt-hora/año	1MWh/año	10^3 kWh/año
Gigawatt-hora/año	1GWh/año	10^6 kWh/año
Terawatt-hora/año	1TWh/año	10^9 kWh/año

Factor de planta F_p

Se define como la razón que existe entre la potencia media y la capacidad instalada.

$$F_p = \frac{\text{Potencia media}}{\text{Capacidad instalada}} = \frac{\text{Generación media}}{\text{Generación máxima posible}}$$

En la actualidad las plantas hidroeléctricas se diseñan para que operen como plantas de picos, es decir, para que entren en operación durante las horas de mayor demanda de energía en el sistema eléctrico, por lo que se requiere que tengan una gran potencia instalada, ya que durante las horas de mayor demanda generalmente se requiere suministrar potencia de picos y no de base. Por esta razón el factor de planta tiende a disminuir en este tipo de plantas, empleándose actualmente valores de 0.25 con tendencia a bajar a 0.17.

Por otra parte debe tenerse en cuenta que se trata de un estudio de prefactibilidad del equipamiento de presas que fueron diseñadas con otro propósito diferente al de generación, por tal motivo se busca aprovechar al máximo las extracciones de la presa en función de su política de operación, y no por la demanda, por tal razón el factor de planta en este tipo de proyectos es diferente al de una central pico, y en este caso tener valores de 0.4 a 0.55 son adecuados.

Factor de generación F_g

Se define como la relación que existe entre la energía generada por unidad de volumen de agua utilizada. Al inverso de este factor se le conoce como consumo específico, que se puede interpretar como la cantidad de volumen de agua necesaria para generar una unidad de energía, en este caso, eléctrica. En la generación media mensual, sólo es necesario obtener el volumen medio aprovechado en el mes y el factor de generación asociado, pues el producto de estos dos parámetros dará la cantidad de energía esperada.

El factor de generación se puede dejar expresado en función de la carga hidráulica bruta mensual, y es común expresar al factor de generación en kWh/m^3 .

$$F_g = \frac{9.81}{3600} H_b \eta_G$$

5.6.3 Pasos en el análisis de potencialidad de generación en el proyecto

1. Realizar el análisis probabilístico y estadístico, tanto de los gastos o volúmenes medios mensuales como elevaciones medias mensuales en el embalse, en forma ordenada respecto a su mes de análisis. Obtener los parámetros del análisis probabilísticos de gastos y elevaciones con su respectiva probabilidad de ocurrencia, se sugiere 50 por ciento.
2. Con los datos del inciso anterior; proponer el gasto y la carga de diseño de las unidades generadoras, para determinar la potencia instalada.
3. Una vez propuestos los gastos de diseño, se debe determinar el gasto medio mensual aprovechable y el volumen medio aprovechable, para obtener la generación media mensual.
4. Obtener el factor de generación asociado a cada mes de análisis.
5. Determinar la generación media mensual, como resultado del producto del factor de generación y el volumen medio aprovechable.
6. Obtener la generación media anual a partir de las generaciones medias mensuales.
7. Obtener el factor de planta tanto mensual como el anual.
8. Elaborar una tabla resumen, donde se puedan ver los diferentes parámetros asociados al cálculo y los resultados obtenidos.

En estos pasos se propone que la generación de energía eléctrica sea calculada a partir de volúmenes medios mensuales.

5.7 Selección del equipamiento. Turbinas

La correcta selección de las turbinas debe ser una de las preocupaciones fundamentales del diseñador, no sólo por la inversión económica que representa, sino también porque se debe lograr la mayor eficiencia de los equipos para satisfacer las necesidades planteadas.

La información aquí presentada puede utilizarse para realizar un estudio de prefactibilidad, pero para un estudio de más jerarquía sería necesario profundizar.

5.7.1 Clasificación de las turbinas

Según su funcionamiento, se pueden distinguir dos categorías: de acción y de reacción. Las turbinas de acción utilizan únicamente la velocidad del flujo para girar, mientras que las turbinas de reacción utilizan tanto la presión como la velocidad del agua.

En la actualidad, las turbinas que dominan el campo en las centrales hidroeléctricas son

Pelton	(de acción)
Francis	(de reacción)
Hélice y Kaplan	(de reacción)
Bulbo	(de reacción)

Las turbinas Pelton (Fig. 5.3) son las turbinas de acción más utilizadas y están recomendadas en aquellos aprovechamientos caracterizados por, desniveles (carga bruta) grandes y caudales relativamente bajos.

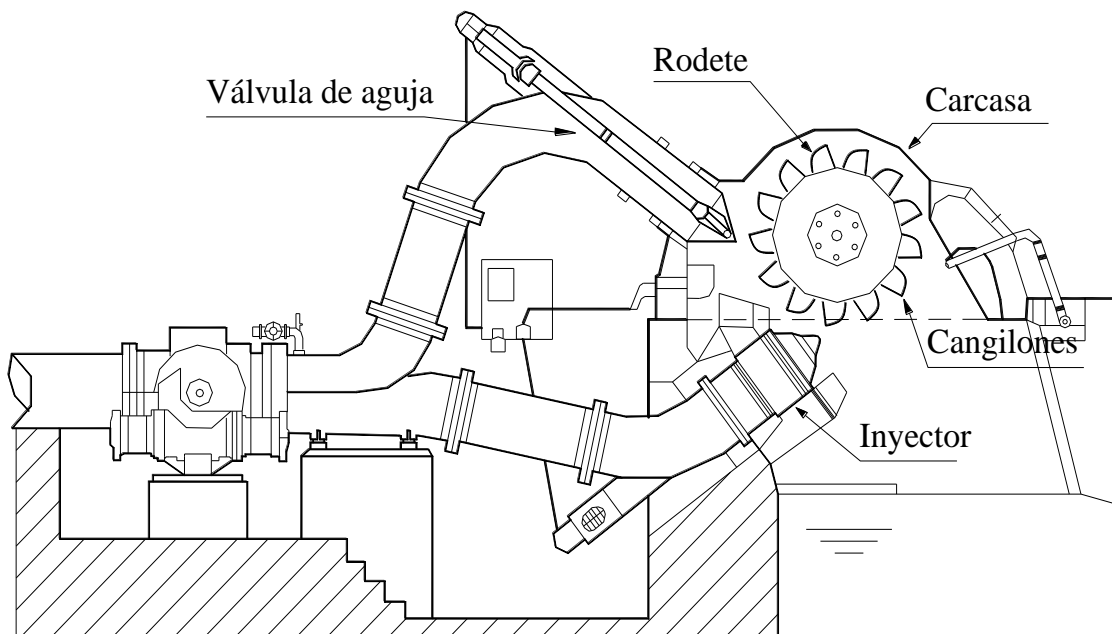


Figura 5.3 Turbina Pelton.

Las turbinas Francis (Fig. 5.4) pueden ser instaladas en una amplia gama de aprovechamientos, abarcando caudales desde 150 l/s hasta 40,000 l/s con carga bruta entre 2 y 250 m. Para las condiciones anteriores su intervalo de funcionamiento es aceptable, para turbinar a partir del 40% del caudal nominal de la turbina.

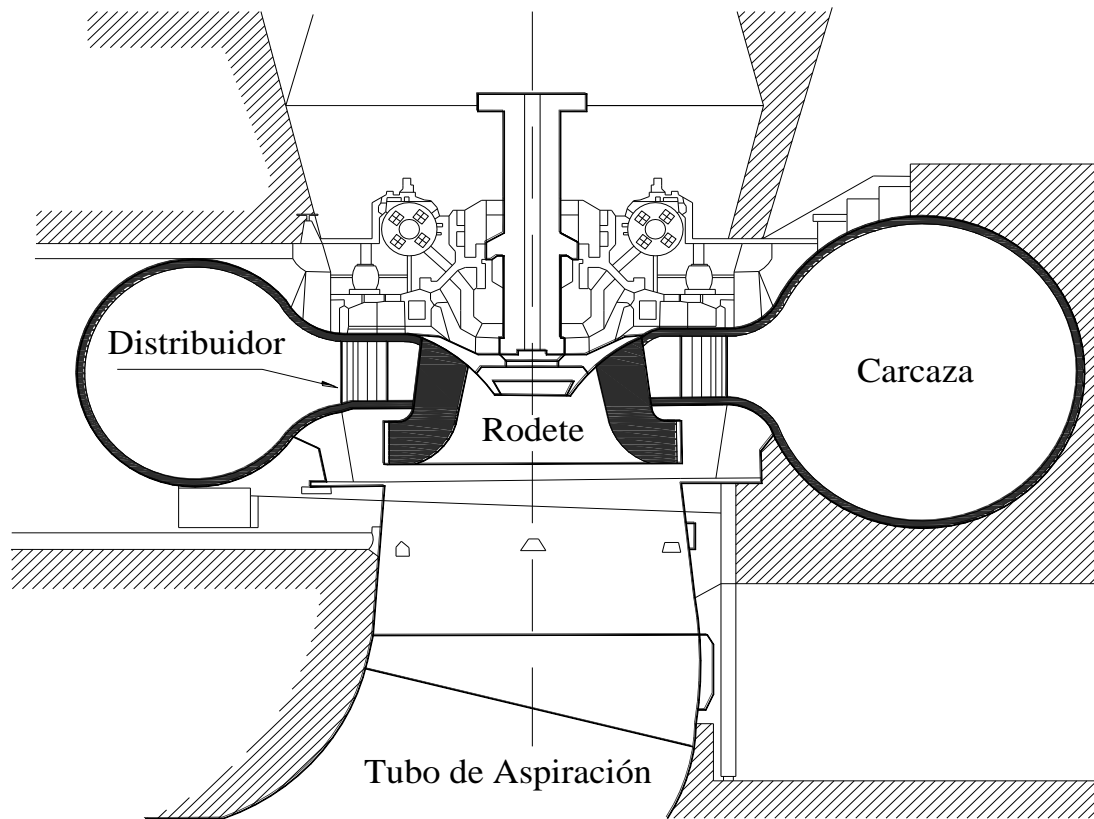


Figura 5.4 Turbina Francis.

Las turbinas Kaplan (Fig. 5.5) se adaptan óptimamente a los aprovechamientos caracterizados por pequeña carga bruta, en general inferiores a 30 m, y caudales altos. La gama de funcionamiento es muy amplia siendo capaz de turbinar hasta el 25% del caudal nominal de la turbina.

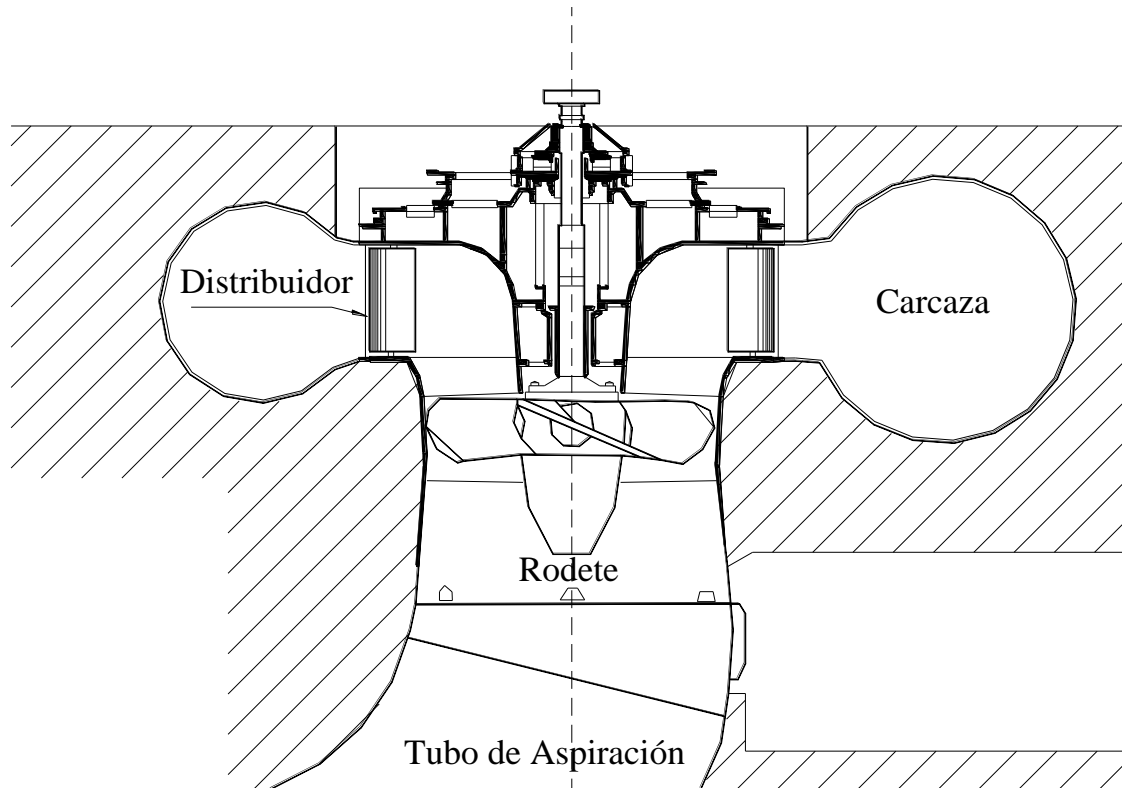


Figura 5.5 Turbina Kaplan.

5.7.2 Selección del tipo de turbina

Los siguientes criterios son recomendaciones para la selección de los equipos a nivel de prefactibilidad, sin embargo, en un estudio de más detalle deberá tomarse en cuenta las soluciones varias que satisfagan las condiciones de cada proyecto. La tabla 5.3 proporciona una idea de las diferencias entre las turbinas.

Tabla 5.3 Alturas, dimensiones y potencias de los tipos actuales de turbinas.

Tipo de turbina	Reacción		Acción (Pelton)
	Axiales (Kaplan)	Diagonales (Francis)	
Carga neta (m)	2-70	2-500	40-1700
Diámetro exterior del rodete (m)	1.0-10.5	0.37-7.65	0.36-5.2
Potencia en el eje (MW)	Hasta 250	Hasta 750	Hasta 400

Tomado de Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas, Claudio Mataix.

Existen publicaciones para la selección de turbinas que los fabricantes suele proporcionar. Sin embargo, para elegir la turbina definitiva que garantice la máxima eficiencia del equipamiento, es necesario conocer la infraestructura existente. La clasificación más precisa de las turbinas hidráulicas es una clasificación numérica, que se hace asignando a toda una familia de turbinas geoméricamente semejantes un número, es decir, la velocidad específica que se define como

$$n_s = \frac{n P_t^{1/2}}{H_d^{5/4}}$$

donde

- n_s velocidad específica
- n velocidad de rotación en rpm
- P_t potencia de diseño de la turbina en kW
- H_d carga de diseño de la turbina en m

El valor de n_s generalmente se ha determinado en el sistema métrico decimal, expresando a la potencia en caballos de vapor, pero en la literatura moderna este valor involucra a la potencia en kW. Se recomienda tener cuidado en las unidades empleadas en las publicaciones que se refieren a este concepto.

La velocidad específica corresponde al número de revoluciones por minuto que daría una turbina semejante a la que se desea proyectar (de igual forma pero dimensiones reducidas), la cual, instalada en un desnivel (carga bruta) de un metro de altura, proporcionaría una potencia de un kilowatt.

En la tabla 5.4 se presenta una clasificación general de los tipos de turbinas de acuerdo con los parámetros que intervienen en la velocidad específica.

Tabla 5.4 Tipo de turbina más adecuado en función de la velocidad específica.

Velocidad específica en r.p.m.	Tipo de turbina	Carga, en m.
Hasta 18	Pelton de un inyector	800
De 18 a 25	Pelton de un inyector	800 a 400
De 26 a 35	Pelton de un inyector	400 a 100
De 26 a 35	Pelton de dos inyectores	800 a 400
De 36 a 50	Pelton de dos inyectores	400 a 100
De 51 a 72	Pelton de cuatro inyectores	400 a 100
De 55 a 70	Francis muy lenta	400 a 200
De 70 a 120	Francis lenta	200 a 100
De 120 a 200	Francis normal	100 a 50
De 200 a 300	Francis rápida	50 a 25
De 300 a 450	Francis extra rápida	25 a 15
De 400 a 500	Hélice extra rápida	15
De 270 a 500	Kaplan lenta	50 a 15
De 500 a 800	Kaplan rápida	15 a 5
De 800 a 1100	Kaplan extra rápida	Menos de 5

Finalmente es importante resaltar que el parámetro n_s es fundamental en la determinación de dimensiones previas, de los principales elementos que componen a la turbina hidráulica.

5.7.2.1 Criterio de la CFE para selección de la turbina

Los diferentes tipos de turbinas son convenientes en ciertos intervalos de n_s como se muestra en la figura 5.6, donde se observan los valores límites de la velocidad específica para cada carga de diseño H_d , de las turbinas Pelton, Francis y Kaplan. Si el valor calculado de n_s excede el límite para esta carga, se deberá aumentar el número de unidades y/o reducir la velocidad de rotación.

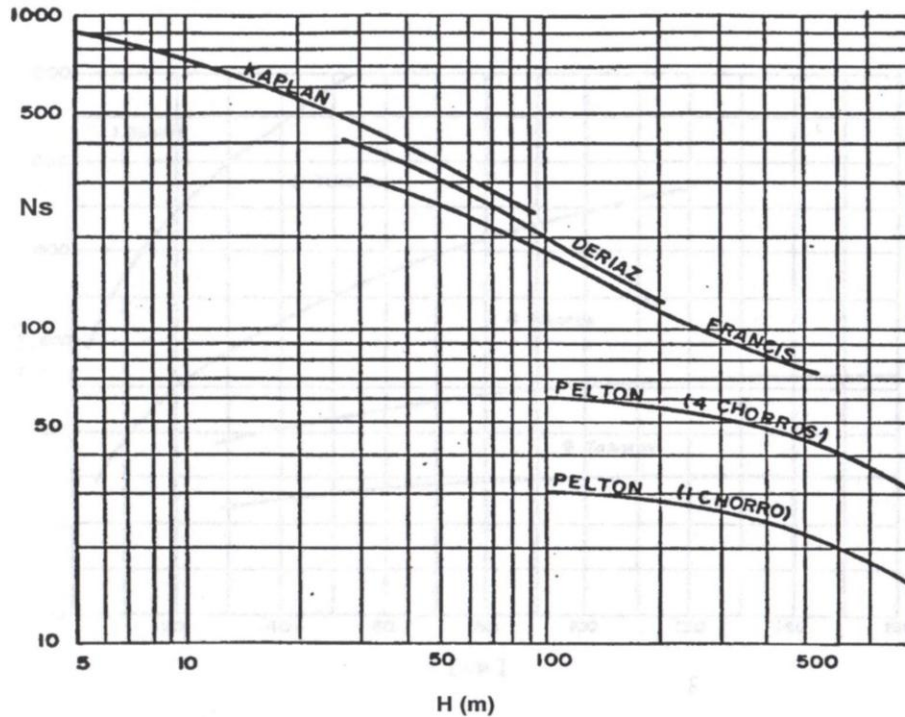


Figura 5.6 Límites de velocidad específica para diferentes cargas. La potencia se expresa en KW y la velocidad en rpm. Manual de obras civiles, C.F.E., A.2.4 Hidrotecnia. Instituto de Investigaciones Eléctricas. México 1982.

5.7.3.2 Criterio U.S.B.R. para selección de la turbina

En la figura 5.7 se muestran las regiones recomendables para los diferentes tipos de turbinas hidráulicas, en función de los parámetros H_d y Q_i , según el U.S.B.R (Selecting Hydraulic Reaction Turbines. U.S.B.R. 1976), las regiones definidas corresponden a las turbinas de impulso o Pelton, turbinas Francis y turbinas hélice o Kaplan.

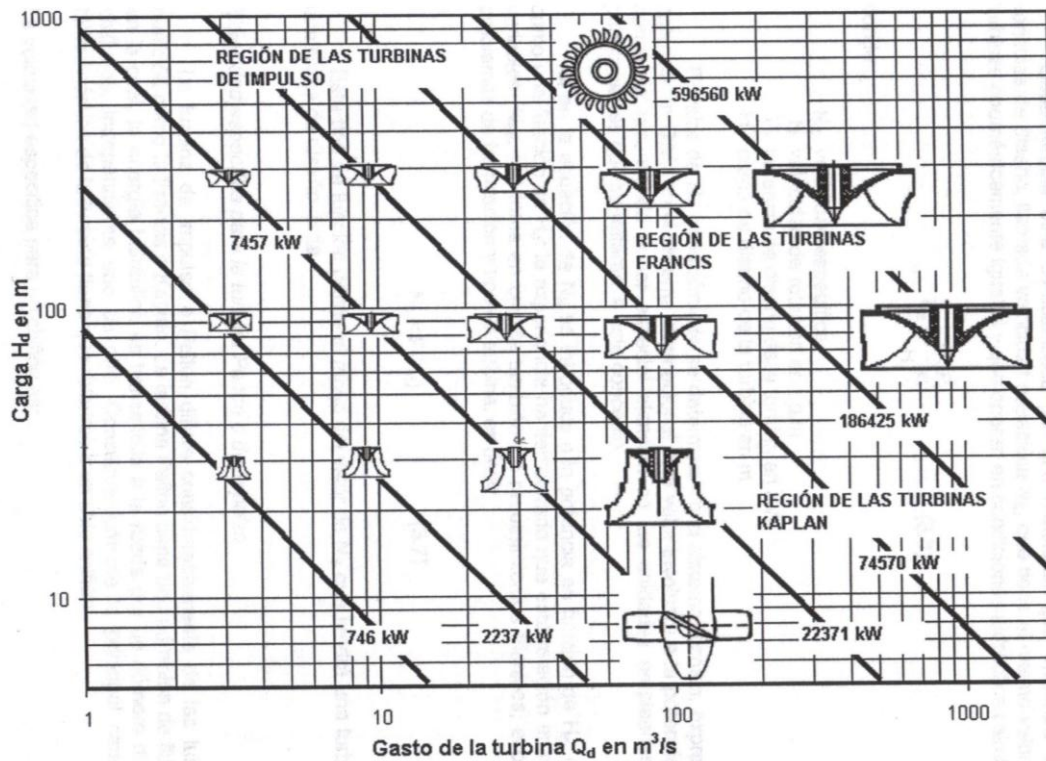


Figura 5.7 Selección de Turbinas, según el Criterio U.S.B.R., carga de diseño H_d y gasto de diseño Q_d .

5.7.3.3 Criterio del Manual de Pequeña Hidráulica, European Small Hydropower Association

La figura 5.8 se ha elaborado integrando los datos de varios fabricantes europeos, y muestra las envolventes operacionales de los tipos de turbina más utilizados, en función de los parámetros H_d y Q_i .

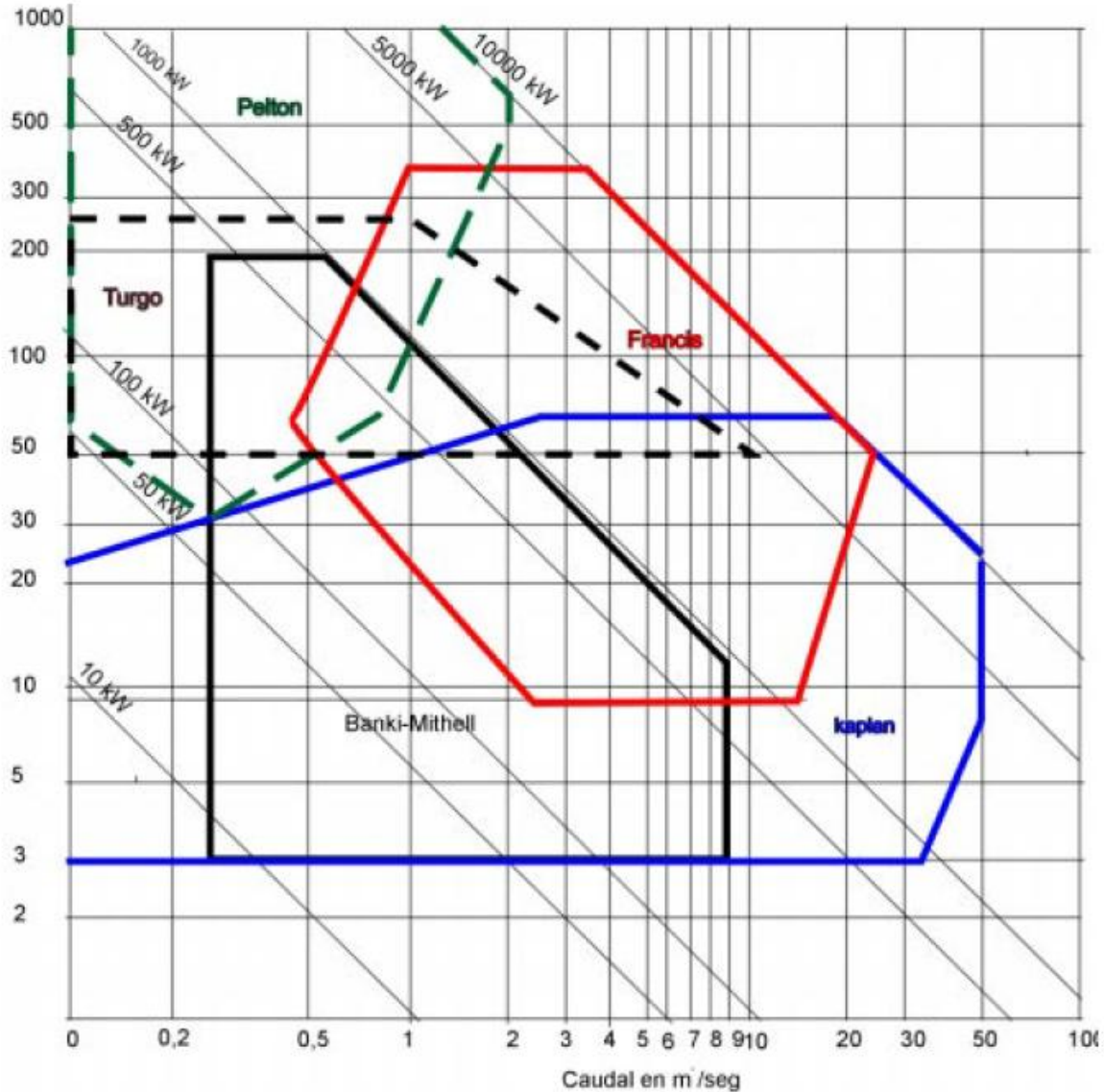


Figura 5.8 Selección de Turbinas, según Manual de Pequeña Hidráulica.

5.8 Esquema general del equipamiento

En todo proyecto de ingeniería se debe de tener una propuesta inicial que conceptualice el proyecto de manera general. En ese sentido se debe plantear los elementos de dicho proyecto en su forma individual como en conjunto para un correcto funcionamiento. En el caso de un equipamiento hidroeléctrico, este debe tener una propuesta inicial que sintetice la forma en cómo se planteará la central hidroeléctrica en sus elementos principales, y como quedarán en forma conjunta para un correcto funcionamiento. La propuesta inicial del

arreglo y aprovechamiento general de las diferentes obras en una presa para fines de generación eléctrica, *esquema general del equipamiento*, es de suma importancia en un estudio de prefactibilidad o gran visión, pues a partir de este esquema se puede obtener un catálogo de conceptos de obra para contar con un presupuesto de la inversión, y posteriormente se realiza un análisis económico.

El esquema conceptual está compuesto por el arreglo de la o las obras de toma, arreglo de obra de generación y arreglo general de la central hidroeléctrica.

5.8.1 Arreglo de la obra de toma

En esta parte del proyecto se debe proponer la manera en cómo serán aprovechadas la o las obras de toma. En términos más sencillos, se debe proponer la manera cómo será conducida el agua hacia la o las turbinas, posteriormente regresada a la corriente del cauce y cómo será controlada o regulada en la misma obra de toma. Para proponer los elementos constructivos adicionales y de modificación para el correcto aprovechamiento de la infraestructura, se puede consultar bibliografía y fichas técnicas de proyectos que tengan condiciones similares.

5.8.2 Arreglo de la obra de generación

De acuerdo con la ubicación de la obra de contención, de toma, de excedencias, y tomando en cuenta la topografía, se analizará la ubicación del eje de la obra de generación por ambos márgenes, eligiéndose la que mejor se adapte al arreglo del conjunto de obras. Uno de los elementos de más importancia en el arreglo de la obra de generación, es la casa de máquinas, la cual puede ser de tipo superficial o subterráneo (caverna). En esta estructura se localizan las turbinas, generadores, tubos de aspiración, válvulas auxiliares, grúas viejeras, equipos de bombeo, compuertas en el desfogue, entre otros; además debe contar con una plataforma de montaje y reparación.

Para el caso del esquema de la casa de máquinas, se deben proponer sus dimensiones preliminares de ancho, largo y altura, siempre teniendo en cuenta los elementos que la integran. Para proponer sus dimensiones se puede partir de las dimensiones preliminares de las turbinas como son rodete carcasa y tubo de aspiración, dejando una holgura para poder contener todos los elementos de la misma. Al igual que en el esquema del arreglo de las

obras de toma, se puede consular fichas técnicas para proponer las dimensiones de la casa de máquinas en función de su potencia instalada.

5.8.3 Arreglo de la central hidroeléctrica

Es la integración del esquema del arreglo de la o las obras de toma y de la obra de generación, y se debe verificar que las propuestas anteriores estén de forma adecuada para que en conjunto puedan tener un correcto funcionamiento. Así mismo, en este arreglo se describen otras estructuras o infraestructura necesaria para el correcto funcionamiento de la central hidroeléctrica, como pueden ser la mejora de caminos de accesos, líneas de transmisión, etc. El esquema conceptual incluye algunas características como la generación media, la potencia instalada entre otros parámetros.

5.9 Análisis económico

Se presenta una propuesta para realizar un estudio económico a este tipo de proyectos, aunque debe tenerse presente que no es limitativa o la única manera de realizar un análisis económico. Por otra parte, esta propuesta se enfoca en cuestión monetaria, pues es más práctica y generalmente la más usada en estudios de evaluación económica.

El costo de implantación (construcción) y operación de un equipamiento hidroeléctrico, depende de muchos factores.

En primer lugar se debe realizar un proyecto ejecutivo, donde se definen los elementos constructivos y necesarios para la puesta en marcha de la central hidroeléctrica, como son el equipo electromecánico, obra civil, accesos, línea de transmisión eléctrica, entre otros.

En segundo lugar se lleva a cabo la fase de construcción del equipamiento, en la que se distinguen dos aspectos que influyen considerablemente en el costo o inversión y que corresponde a la construcción de la obra civil e instalación de equipo electromecánico.

La tercera y última etapa es la puesta en funcionamiento de la central u operación de la misma.

Los beneficios o ingresos en el proyecto son los debidos al funcionamiento del equipamiento hidroeléctrico, y corresponden a la energía producida por la central hidroeléctrica, los cuales pueden ser cuantificados monetariamente con un precio medio de

venta de energía eléctrica, el cual depende del escenario de planeación y año de referencia de la evaluación económica.

5.9.1 Estimación de costos o inversiones

Para determinar los costos o inversiones, se debe partir de algún parámetro conocido, pues, hasta esta etapa de estudio no es posible determinar con precisión los costos o inversiones finales. El parámetro de referencia son los costos directos del proyecto, como son los referentes a la inversión del equipo electromecánico y su instalación, ejecución de la obra civil y construcción de línea de transmisión. El costo directo se puede determinar a partir de la cuantificación del esquema conceptual del equipamiento.

Costos directos del equipamiento

Los costos directos del equipamiento, son las erogaciones debidas a la construcción o modificación de obras civiles necesarias para la implantación de la central hidroeléctrica, así como la instalación de elementos electromecánicos, construcción de la línea de transmisión eléctrica, entre otros.

Para la estimación del costo directo es necesario realizar un presupuesto de obra, elaborando un catálogo de conceptos con sus volúmenes de obra y sus costos. Como a este nivel de estudio todavía no se cuenta con una ingeniería a detalle se deben de utilizar precios índices de referencia. En el caso de los costos directos debidos al equipo electromecánico, se acostumbra utilizar un precio medio por kilowatt instalado, donde intervienen las características del equipo electromecánico; y para la línea de interconexión eléctrica se suele usar un precio medio por kilómetro de línea de transmisión, tomando en cuenta la potencia y energía a transportar.

Costos indirectos del Equipamiento

Los costos indirectos de un equipamiento generalmente son los rubros siguientes.

- Estudios de ingeniería a detalle en etapas posteriores de estudio.
- Seguros, regalías y permisos, en etapa de construcción del proyecto.
- Dirección administración y supervisión de la construcción.

En una primera instancia suelen representar un orden del 7 al 10 por ciento de los costos directos, y se suele utilizar un porcentaje de acuerdo a criterio del analista.

Costos de operación

La operación de una central hidroeléctrica conlleva a gastos fijos anuales, los cuales son debidos al mantenimiento y reparación de las instalaciones, en los primeros años de la operación de la central. Los principales gastos son por el rubro de mantenimiento, y en los años consecuentes son más notorios los gastos de reparación de las instalaciones, aunque también se adhieren los gastos fijos de operación. Los gastos por operación de una central hidroeléctrica están compuestos principalmente por los siguientes rubros.

- Personal de vigilancia y limpieza de instalaciones.
- Mantenimiento y reparación de elementos de la central hidroeléctrica.
- Seguros de instalaciones, impuestos de derechos y uso del agua, entre los más importantes.

Se puede estimar de manera razonable que estos costos son del orden de 3 al 5 por ciento de la suma de los costos directos e indirectos, además de que se consideran anuales.

5.9.2 Estimación de los beneficios o ingresos del proyecto

Los ingresos o beneficios son los referentes a la generación de energía eléctrica, la cual es traducida a un ingreso monetario anual. Para obtener el ingreso monetario anual, se pueden consultar los precios medios de energía eléctrica. La CFE es la institución encargada de establecer los precios de la energía eléctrica en el país, por lo cual, sus publicaciones referentes a precios de energía eléctrica pueden ser la base de partida para obtener los ingresos anuales.

Los precios de energía eléctrica generalmente son por kilowatt-hora, por lo cual se debe proponer un precio medio por kilowatt-hora, el cual represente las preferencias o características del proyecto. Con el precio de venta de energía y la generación media anual, se puede obtener el ingreso medio anual en forma monetaria.

5.9.3 Índices económicos de rentabilidad estáticos

La rentabilidad económica de un equipamiento puede estimarse en una primera fase y de manera sencilla (se obtienen valores aproximados) con los métodos estáticos, ya que en ellos no interviene el costo de oportunidad, que suele expresarse en una tasa de interés en los flujos del dinero en el tiempo.

Periodo de retorno simple: Este índice económico es una buena aproximación del tiempo en que se tarda en recuperar la inversión del proyecto. Se consideran proyectos atractivos con un periodo de retorno menor a los 5 años.

$$P.R: \frac{\text{Inversión total } \$}{\text{Ingresos anuales netos } \$} = \frac{\text{Costo total del proyecto } \$}{(\text{Ingresos} - \text{Costos de operación anual}) \frac{\$}{\text{año}}}$$

Índice de energía: Es el costo de un kWh generado en un determinado periodo de análisis. Este índice puede ser comparado con las tarifas del precio de venta de la energía eléctrica.

$$I.E = \frac{\text{Inversión total } \$ + (N \times \text{Costo de operación anual}) \$}{\text{Generación media anual } \frac{\text{kWh}}{\text{Año}} \times N}$$

Donde, N es el número de años para el cual se plantea la vida económica del proyecto, en general se consideran periodos de inversión de 20 años.

Índice de potencia: Este índice es el precio o costo del MW instalado. Este precio puede ser comparado con otros proyectos de generación hidroeléctrica y es un buen indicativo.

$$I.P = \frac{\text{Inversión total } \$}{\text{Potencia instalada MW}}$$

5.9.4 Índices económicos de rentabilidad dinámicos

Los métodos dinámicos toman en cuenta los ingresos y las inversiones durante la vida económica del proyecto, considerando el momento en que ocurren éstos, así como una tasa de interés que represente las preferencias del proyecto.

Método del valor presente neto (VPN): Los beneficios esperados de una inversión realizada en un cierto momento y conservada a lo largo de su vida útil, radica esencialmente en los flujos de los rendimientos futuros que se esperan que la inversión propicie. La diferencia entre los ingresos y las inversiones, descontados ambos, al año cero o inicio del proyecto en el que se comenzó la inversión, es lo que se conoce como Valor Presente Neto.

$$VPN = \sum_{i=1}^n \frac{R_i - (I_i + O_i)}{(1+r)^n} + V_r$$

R_i son los ingresos en el año i . Estos corresponden a la estimación de los beneficios o ingresos estimados medios anuales.

I_i es la inversión en el año i . Se considera como inversión del proyecto, que es la suma de los costos directos e indirectos para el año cero o inicio del proyecto.

O_i son los costos de operación y mantenimiento en el año i . Estos se presentan a partir de la operación de la central hidroeléctrica.

V_r es el valor residual o de rescate de la inversión, que se considerará igual a cero, tomando un criterio conservador.

r es la tasa de descuento o el costo de oportunidad en forma decimal. En este tipo de proyectos generalmente se utiliza una tasa del 12%.

n son el número de años para el cual se proyecta el equipamiento, que generalmente suelen ser 20 años, y están determinados por el horizonte de planeación del proyecto.

En caso de tomar el VPN como índice de decisión, este siempre deberá arrojar un valor positivo, y en el caso de elección entre varios proyectos, se debe seleccionar el que arroje el mayor VPN .

Relación beneficio costo (B/C): Compara el valor actual de los beneficios previstos con el de los costos actualizados, de acuerdo con la ecuación:

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{R_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{(I_i + O_i)}{(1+r)^i}}$$

Estos parámetros en la ecuación anterior tiene el mismo significado que los utilizados en el *VPN*. Los proyectos con relación menor a la unidad son automáticamente rechazados, y en el caso de tener que elegir entre varios proyectos se elige el que tiene la relación más alta.

Tasa interna de retorno (*TIR*): Es la tasa de descuento o de costo de oportunidad r , para la cual el valor del *VPN* es igual a cero. Este tipo de índice suele utilizarse en caso de plantear varias alternativas de proyecto o varios proyectos a seleccionar, en tal caso, siempre se selecciona el proyecto con la *TIR* más elevada.

La *TIR* generalmente se calcula con un proceso iterativo hasta llegar a un valor r que arroje un *VPN* igual a cero.

5.10 Ejemplo Ilustrativo

1 Selección de la presa a estudiar

Se ha seleccionado la presa Vicente Guerrero “Las Adjuntas”, para realizar el estudio de prefactibilidad o gran visión de su equipamiento hidroeléctrico.

La presa se encuentra clasificada dentro de las 100 presas más grandes del país, por lo cual, se espera tener resultados favorables para el propósito de generación de energía eléctrica.

Está ubicada en la región noroeste del sistema eléctrico nacional, la cual presenta tasas medias de crecimiento medio anual proyectadas por la CFE en crecimiento, en consumo y demanda de energía eléctrica.

Es una presa para riego y control de avenidas, además que sus estructuras son típicas de las construidas en la mayoría de las presas del país, por lo cual resulta conveniente tomarla como ejemplo.

Objetivo

Realizar el estudio de prefactibilidad para aprovechamiento hidroeléctrico de la infraestructura hidráulica a cargo de la Comisión Nacional del Agua sobre el río Fernando Soto la Marina, con fines de control de avenidas e irrigación. La obra por aprovechar la constituye la presa Vicente Guerrero, Las Adjuntas, a la cual se le realizará el estudio de prefactibilidad para su equipamiento hidroeléctrico, aprovechando los volúmenes de agua normalmente extraídos para riego, con fines de generación hidroeléctrica.

Antecedentes

La presa Vicente Guerrero también conocida con el nombre de Las Adjuntas, está localizada sobre el río Soto la Marina e inició su operación en el año de 1972. Los objetivos de la presa son proporcionar agua potable a Ciudad Victoria y los municipios cercanos a la misma, el riego de las tierras agrícolas que forman el “Distrito de Riego 086, Río Soto la Marina” y el control de avenidas para proteger los terrenos agrícolas y poblados ribereños

ubicados aguas abajo, de los cuales los más importantes son Soto la Marina y La Pesca. Esta infraestructura hidráulica está ubicada en la región hidrológica Golfo Norte.

Ubicación

La presa, Las Adjuntas, se localiza aproximadamente a 50 km al noroeste de Ciudad Victoria y a 15 km aguas abajo del municipio de Padilla sobre el río Soto la Marina, en el municipio de Padilla, estado de Tamaulipas.

Por la carretera Ciudad Victoria-Matamoros, en su km 58+700 se inicia el camino que, con una longitud aproximada de 22 km, comunica con la presa.

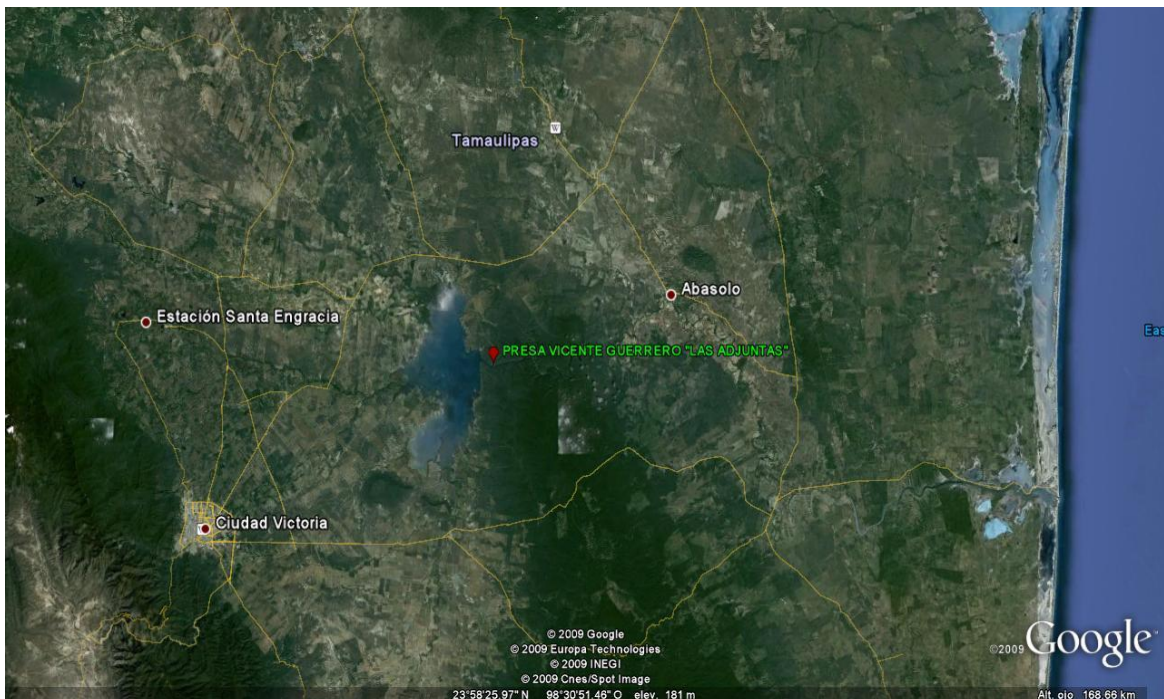


Figura 5.9 Ciudades cercanas a la presa Las Adjuntas, estado de Tamaulipas.

En la tabla 5.5 se muestran los principales datos de ubicación del proyecto, así como las coordenadas geográficas del mismo.

Tabla 5.5 Principales datos de ubicación del proyecto.

Proyecto	Estado	Corriente	Cuenca	Municipio	Coordenada	
					Latitud	Longitud
Las Adjuntas	Tamaulipas	Soto La Marina	San Fernando-Soto La Marina	Padilla	23°57'34.19" N	98°40'0.00" O

2 Aspectos administrativos

Para conocer la situación administrativa del proyecto, se consultó el Registro Público de Derechos de Agua (RPDA) de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) a través de su página electrónica, con el fin de conocer la situación de la concesión del agua para generación eléctrica.

La consulta arrojó que existe una concesión, cuyo titular es: Ingeniería, Planeación y Dirección S. A. de C. V., con el título 09TAM100261/25JBGC01, con fecha de registro al día 16 de octubre de 2001, con 557,017,000 m³/año de agua para generación de energía eléctrica, correspondiente a la presa Vicente Guerrero, Las Adjuntas, localizada en el río Soto La Marina.

De esta información, es necesario considerar la adquisición de la concesión mediante los mecanismos establecidos por la CONAGUA, y evaluar las implicaciones de dicha adquisición.

3 Análisis de la topografía e infraestructura regional

Se procedió a la búsqueda y obtención de información cartográfica, consultando y visitando de manera electrónica diferentes fuentes (INEGI, CONAGUA y CFE).

Se obtuvieron cartas topográficas impresas a escalas 1:250,000 y 1:50,000 y cartas digitales a escala 1:250,000.

La información vectorial de las cartas topográficas digitales, se integró con imágenes satelitales de la zona donde se localiza el proyecto, para contrastar la información y establecer las posibles afectaciones y problemas provocados por las diferentes propuestas del proyecto.

Análisis topográfico

Se encontró que la zona que rodea a la presa Vicente Guerrero “Las Adjuntas”, está formada por extensas planicies, de modo que no se encontró algún desnivel importante para aprovecharlo. Así mismo esta característica topográfica que rodea al proyecto resulta ser favorable en cuestión de acceso y trazo de línea de transmisión eléctrica. En este punto del estudio se puede concluir que la mejor ubicación de la casa de máquinas será a pie de presa.

Análisis de la infraestructura regional

El sitio de proyecto cuenta con buena accesibilidad, pues se identificó lo siguiente.

- El acceso a las principales obras de la presa es por la carretera Ciudad Victoria-Matamoros, en su km 58+700 se inicia el camino de terracería que, con una longitud aproximada de 22.0 km, comunica con las principales obras de la presa.
- Pistas de aviación local localizadas sobre la margen izquierda de la presa, una aguas abajo y otra aguas arriba del embalse; ambas pistas tienen acceso terrestre por medio de caminos de terracería que se comunican con la carretera Ciudad Victoria – Matamoros.
- Camino de tercería que comunica con la obra de toma del acueducto para abastecimiento de agua potable de Ciudad Victoria. Partiendo de Ciudad Victoria y tomando la carretera Ciudad Victoria – Soto La Marina hasta llegar al entronque con la carretera federal N 75 para continuar aproximadamente 2 km hasta llegar al camino de terracería que, con un longitud aproximada de 13.5 km, comunica con la toma del acueducto.
- Vías de comunicación importantes: la ciudad más importante y cercana al proyecto es Ciudad Victoria, esta ciudad cuenta con aeropuerto para vuelos nacionales y con infraestructura ferroviaria.

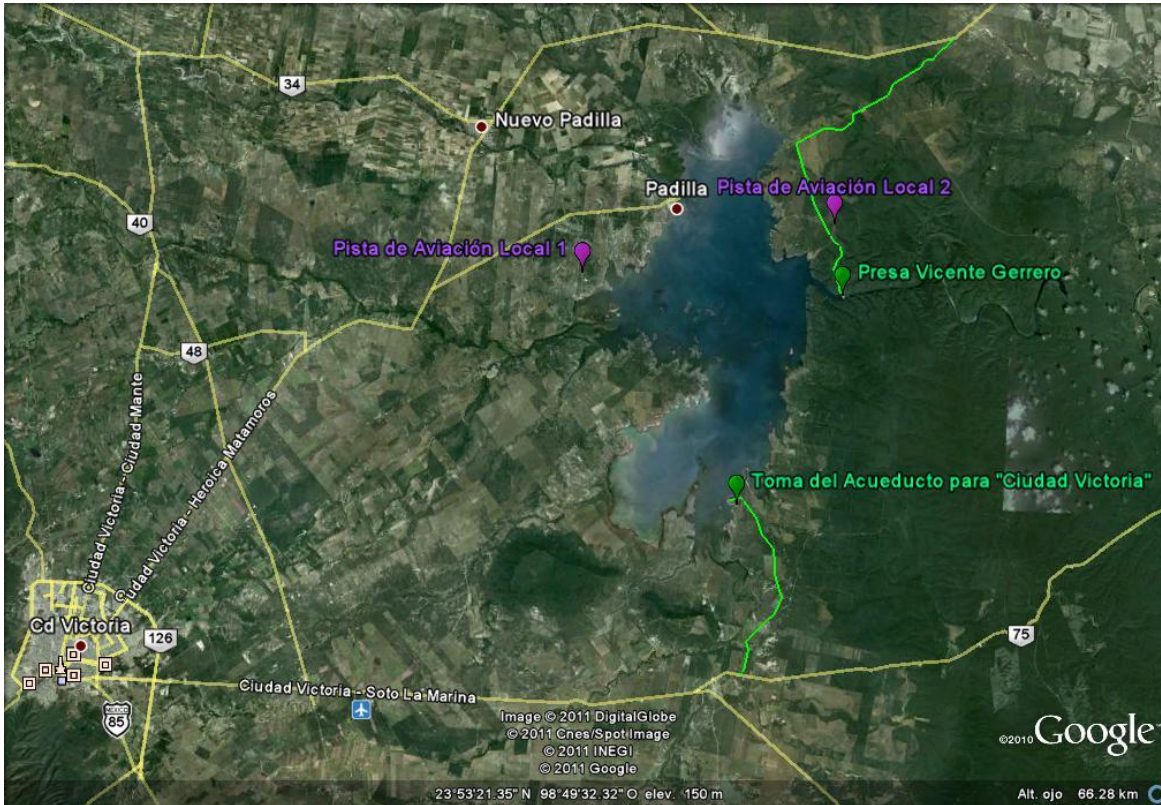


Figura 5.10 Principal infraestructura de acceso a la presa Vicente Guerrero, Las Adjuntas.

Infraestructura hidráulica importante y algunos rasgos de la zona, se identificó lo siguiente.

- Presa “La Patria es Primero (Las Alazanas)” ubicada en el municipio de Abasolo, a la cual se llega desde la presa “Vicente Guerrero” después de recorrer 11 km de terracería y 7 km de camino pavimentado, posteriormente se toma una desviación de 26 km de terracería hasta el sitio. Las aguas descargadas por la presa “Las Adjuntas” son conducidas por el río en un tramo de 27 km hasta la presa “Las Alazanas”, donde es enviada a través del túnel Mariano Matamoros hacia los canales de riego del distrito N° 086 o bien los excedentes vertidos nuevamente al río Soto la Marina.
- Acueducto subterráneo que abastece de agua potable a Ciudad Victoria, el cual es paralelo a la ruta de acceso a la toma del mismo. El acueducto tiene una longitud aproximada de 56.0 km.

- Zona sujeta a conservación ecológica ubicada aguas abajo de la presa Vicente Guerrero y sobre la margen derecha de la presa La Patria es Primero, como se muestra en la figura 5.11.

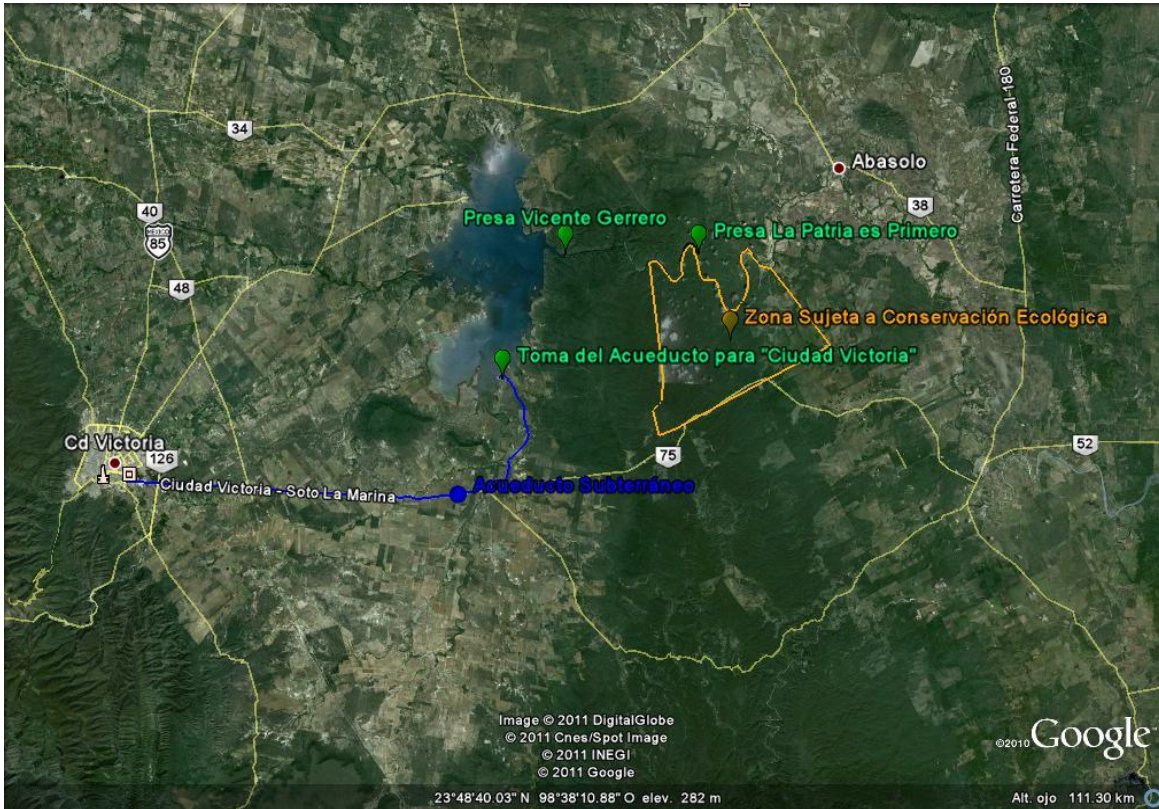


Figura 5.11 Principal infraestructura hidráulica y zona sujeta a conservación ecológica.

Infraestructura de transmisión eléctrica, se identificó lo siguiente.

- Tres subestaciones eléctricas cercanas a la presa Las Adjuntas; la subestación eléctrica más cercana es la subestación Jiménez, aproximadamente a 30 km de distancia.
- Línea de transmisión eléctrica en torres de acero en el tramo Guémez– Jiménez. El punto más cercano a la línea de transmisión se encuentra aproximadamente a una distancia de 18 km.

Observaciones y consideraciones del análisis topográfico e infraestructura regional

En el caso de líneas telefónicas, eléctricas de baja tensión, de abastecimiento de agua potable y drenaje para servicio público, no ha sido posible identificar los servicios, pero se puede pensar que este tipo de infraestructura no es de gran relevancia, pues la presa se encuentra en operación y de alguna manera se satisfacen.

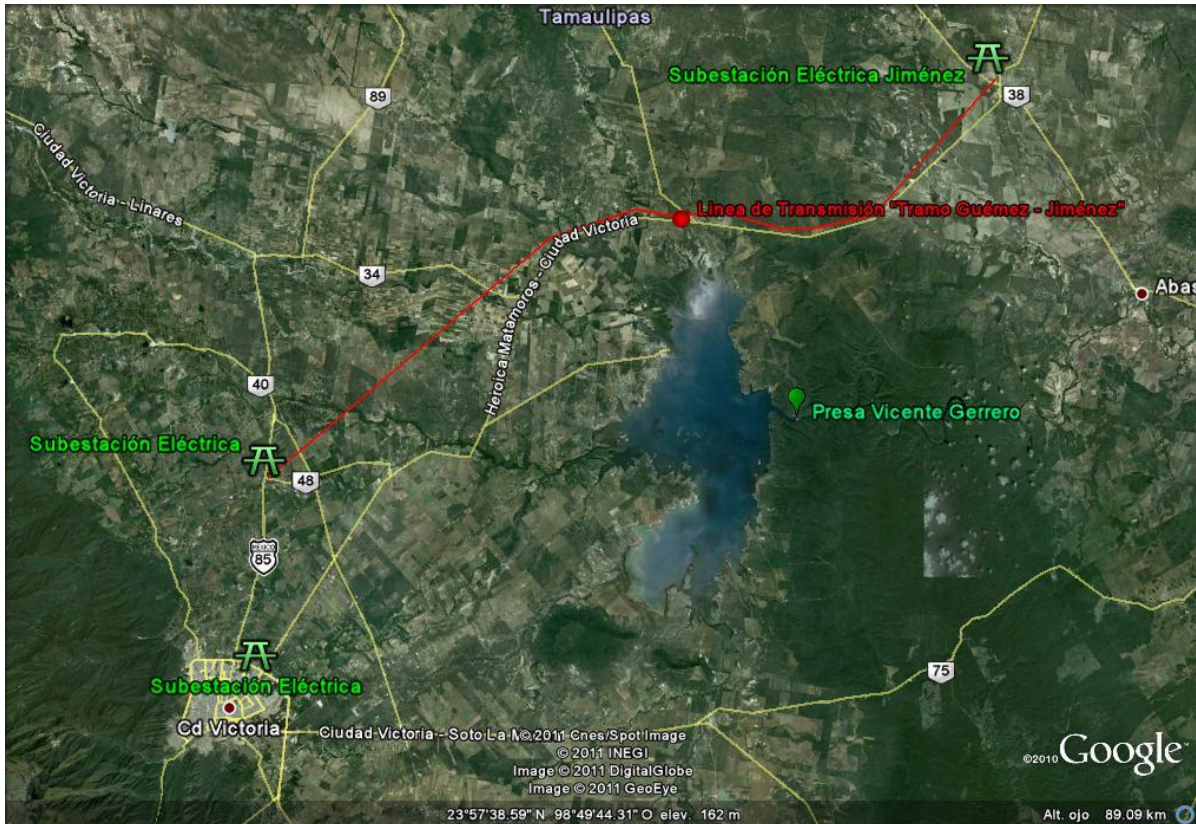


Figura 5.12 Principal infraestructura de transmisión eléctrica.

4 Análisis general de la presa y sus obras hidráulicas

Para realizar este análisis se consultó la información disponible publicada por la CONAGUA, a través del inventario nacional de presas, en el libro “Las presas de México tomo III”.

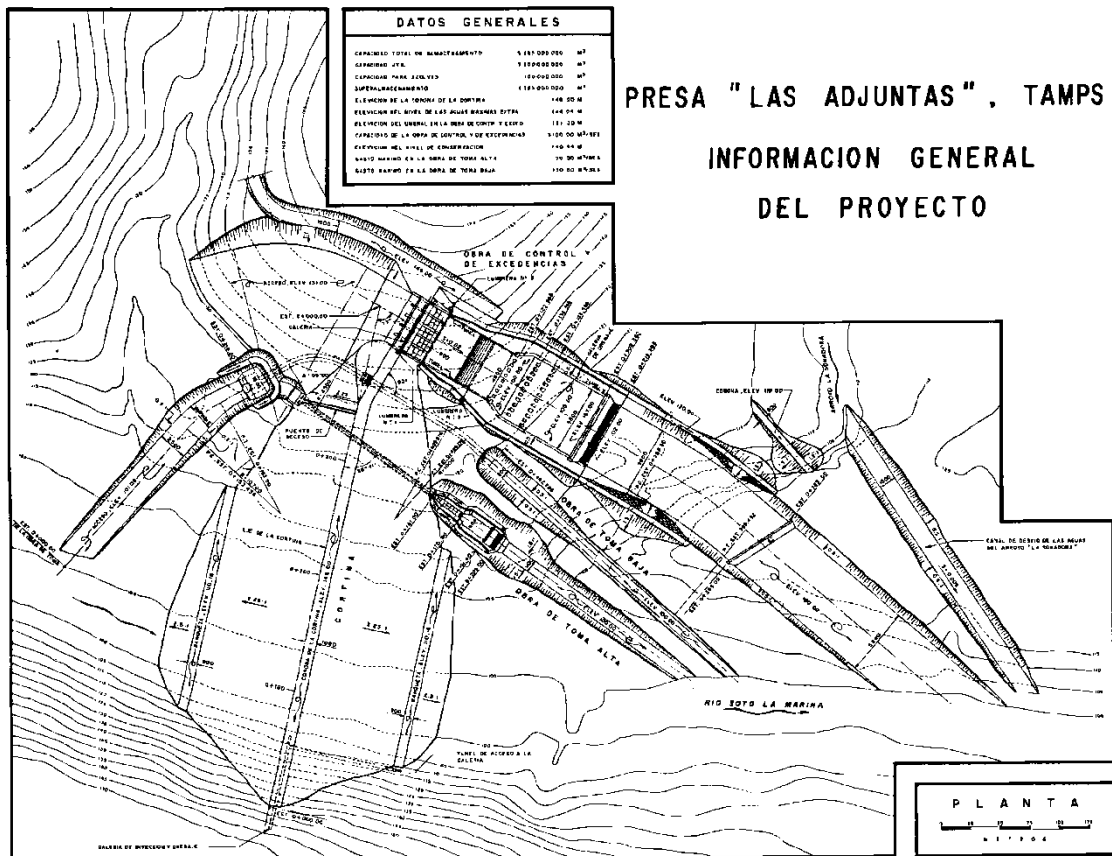
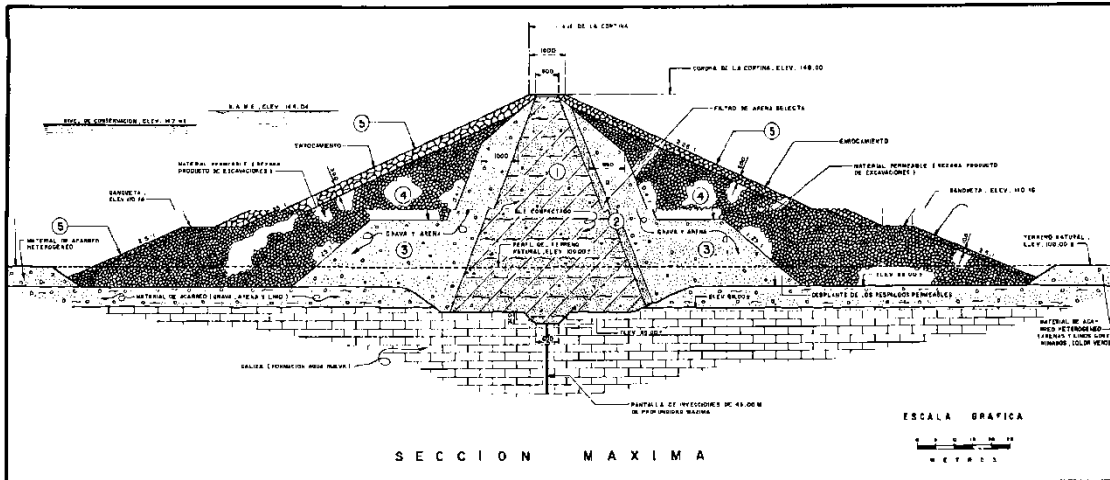


Figura 5.13 Arreglo general de la presa Vicente Guerrero "Las Adjuntas".

Descripción de las obras existentes

Cortina: es de materiales graduados con corazón impermeable central angosto y simétrico, provisto de un filtro de arena selecta en el paramento de aguas abajo y de zonas de transición amplias, formadas con materiales de grava y arena. Además cubriendo a estas zonas se tienen amplios respaldos de rezago y chapas de roca aguas arriba y aguas abajo. Las dimensiones principales son una altura total de 62.00 m, sobre el lecho del río 48.00 m; longitud de la corona 408.00 m, ancho de la corona 10.00 m y ancho de la base 247.00 m.

Los taludes exteriores aguas arriba y abajo son 2.25:1 desde la corona hasta la elevación 110.16 msnm, donde se tiene una banqueta de 8.00 m de ancho, desde esta elevación y hasta el cauce del río, el talud es de 2.5:1.



- SIGNOS CONVENCIONALES
- 1. - MATERIAL IMPERMEABLE COMPACTADO
 - 2. - FILTRO DE ARENA SELECTA
 - 3. - MATERIAL PERMEABLE (GRAVA Y ARENA)
 - 4. - MATERIAL PERMEABLE (REZAGA)
 - 5. - ENROCAMIENTO

CORTINA
PRESA "LAS ADJUNTAS" , TAMPS.

Figura 5.14 Corte transversal en la sección máxima de la cortina de la presa "Las Adjuntas".

Vertedor: Está alojado en la margen izquierda en el extremo de la cortina. Consiste en una estructura de concreto formada por pilas y muros extremos entre los que se alojan 5 compuertas radiales con puentes de operación y acceso apoyados sobre la estructura. Las aguas descargan a una rápida y a una trayectoria de eje recto, de sección trapezoidal con taludes variables, y terminan en un tanque amortiguador; al final del tanque se inicia un canal de descarga que conduce el agua al río Soto la Marina.

Características del vertedor

Avenida de diseño	22 000 m ³ /s
Capacidad máxima de descarga	3 100 m ³ /s
Elevación de la cresta	131 msnm
Longitud de la cresta	40 m
Compuertas radiales	5 de 8.00 m x 11.60 m

Obra de toma alta: se usa para las extracciones de agua para riego y está construida en la margen izquierda; constituida por un conducto de concreto reforzado alojado en excavación en terreno natural y cubierto por la cortina. En su extremo de aguas arriba está provisto de una estructura de rejillas y de compuertas deslizantes que son operadas desde una torre, a la cual se tiene acceso por un puente que arranca desde la corona de la cortina. El gasto máximo de diseño es de 50 m³/s.

En el extremo aguas abajo, tiene un tanque amortiguador que arroja las aguas a un canal de descarga de sección trapezoidal con taludes de 1.5:1, con plantilla de 11.00 m horizontal a la elevación 100 msnm.

Obra de toma baja: está ubicada en la ladera izquierda y la constituye un túnel revestido de concreto de sección rectangular con bóveda circular. Se construyó para el desvío de avenidas durante la construcción de la presa dejándose para utilización futura en generación hidroeléctrica.

Al inicio del túnel se tiene una estructura sobre la que se desplanta la estructura de rejillas. Las extracciones serán controladas por compuertas deslizantes operadas por malacates eléctricos desde la corona de la cortina a través de una lumbrera. El gasto máximo de diseño de la toma baja es de 150 m³/s y sus elementos constitutivos tienen las siguientes características.

Estructura de entrada: está constituida por un macizo de concreto, de sección hexagonal, en el que se apoya la estructura de la rejilla y alojado el codo que permite efectuar la unión entre la rejilla y el túnel, tiene una altura de 19.00 m. En la cara de aguas arriba se colocaron 2 compuertas deslizantes de 3.00 m de ancho por 6.00 m de altura, operadas desde la elevación 118.00 m, que permitieron hacer el desvío de la corriente.

Rejillas: es una estructura de concreto reforzado, de sección hexagonal, de 7.00 m de altura, formada por columnas cimentadas en la estructura de entrada, una trabe perimetral intermedia, sobre las que se apoyan 12 marcos metálicos formados por soleras y perfiles laminados, y por una losa plana en su techo. El umbral de la rejilla se encuentra a la elevación 120.00 msnm.

Conducto: formado por un túnel revestido de concreto de sección rectangular con bóveda circular, de 6.00 m de ancho, 3.00 m de radio, 6.00 m de altura y 217.00 m de longitud. Tiene una pendiente igual a 0.0044 y su inicio se encuentra en la elevación 100.00 msnm, donde remata en un muro de cabeza y descarga las aguas directamente al canal.

Lumbrera: de sección rectangular, de 8.00 m por 8.30 m, formada por 4 vanos de 2.20 m por 3.30 m, donde quedaron alojadas las compuertas deslizantes y sus mecanismos, y 4 cubos de 1.00 m por 1.75 m para ventilación. Fue excavada en roca en una altura de 25.00 m +/- (entre la elevación 107.00 msnm y 132.00 msnm aproximadamente) y revestida de concreto.

Compuertas: como no se había definido la utilización que se iba a dar a esta obra después de que cumplió su función de obra de desvío, en los vanos correspondientes a las compuertas de emergencia, se dejaron instaladas 2 mamparas metálicas de 2.5 m de ancho por 5.00 m de altura, soldadas a las piezas fijas de los marcos de las futuras compuertas.

Canal de descarga: es de sección trapezoidal, con taludes de 0.5:1, la plantilla de 8.00 m de ancho, es horizontal a la elevación 100.00 msnm, alojado en terreno natural de 250 m de longitud y descarga directamente sobre el río.

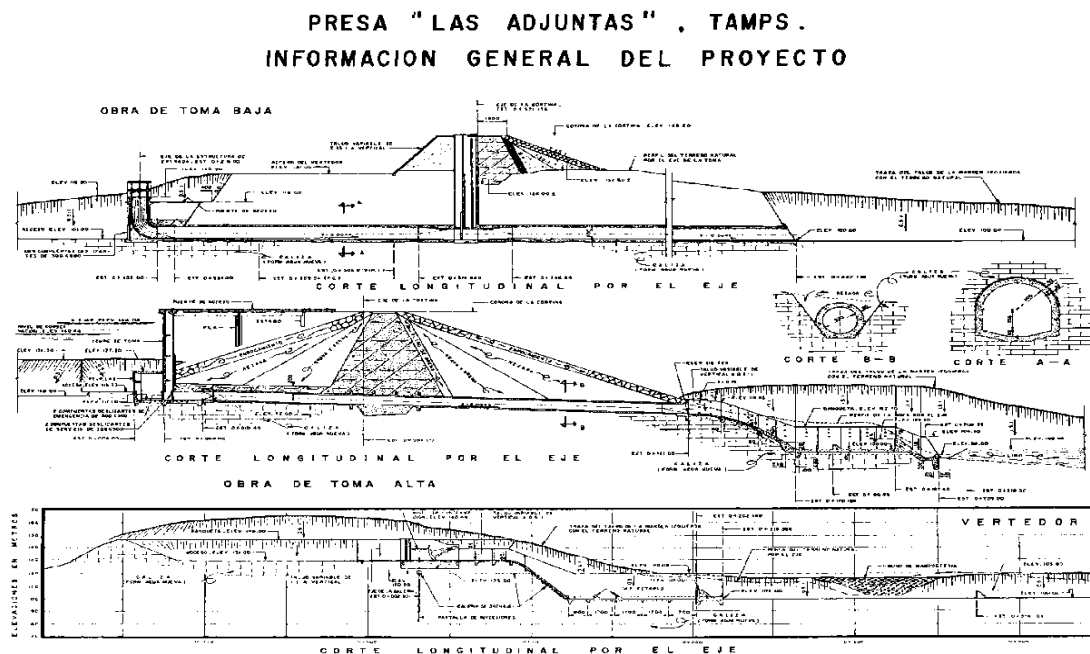


Figura 5.15 Arreglo de las obras de toma de la presa Vicente Guerrero "Las Adjuntas".

Vaso: las principales características del vaso son

Elevaciones:

Corona de la cortina	148.00 msnm
Cresta del vertedor	131.00 msnm
NAME	144.04 msnm
NAMO	140.44 msnm
NAMINO	125.50 msnm*

*Fijado para garantizar agua potable a Cd. Victoria.

Capacidades:

NAME	5 283.00 Mm ³
NAMO	3 900.00 Mm ³
NAMINO	350.00 Mm ³

Observaciones y consideraciones del análisis general de la presa y sus obras hidráulicas

La obra de toma baja resulta ser la más conveniente para la implementación de la central hidroeléctrica, pues su configuración es la que más se presta debido a su ubicación y que no afecta a la obra de toma alta, que actualmente se encuentra en operación. El seleccionar la obra de toma baja proporciona mayor flexibilidad en operación, pues, si por alguna razón la central hidroeléctrica se encuentra fuera de operación la obra de toma alta puede satisfacer las demandas requeridas por el distrito de riego.

La obra de toma baja proporciona un rango de gasto de operación de hasta 150 m³/s. Hasta este punto del análisis es evidente que la mejor ubicación de la casa de máquinas será inmediatamente a la de salida del túnel de la obra de toma baja y sobre el canal de descarga.

Con la ubicación propuesta para la casa de máquinas, se pretende aprovechar el tajo excavado, por lo cual, se puede proponer un nivel de desfogue aproximado de 101.5 msnm, pues por el desfogue realizado por la central hidroeléctrica se alcanzarán tirantes aproximados de 1.5 m sobre la plantilla del canal de descarga.

Hasta los alcances de esta investigación se identificó que en la obra de toma baja será necesario realizar trabajos de rehabilitación, porque de acuerdo con la información obtenida de los libros de la CONAGUA se dejaron instaladas dos mamparas metálicas de 2.5 x 5.0 m soldadas a las piezas fijas de los marcos en el lugar de las compuertas de emergencia, lo cual implica la reinstalación y mantenimiento de las compuertas de operación e instalación de dos nuevas compuertas de emergencia con sus mecanismos de izaje.

Para el caso del túnel y la conducción hacia las turbinas, se propone un tubo tapón aguas bajo de las compuertas de operación y emergencia, para continuar con una tubería de acero hasta unos metros a la salida del portal del túnel.

En el caso del estado de las demás estructuras de la presa no fue posible determinar su condición actual, pues no se cuenta con información de su estado, pero se puede pensar que por lo menos será necesario realizar trabajos de mantenimiento menor en algunas estructuras, como puede ser en los equipos electromecánicos de la obra de excedencias que son algunos de mayor importancia en el funcionamiento de la central hidroeléctrica.

Las estructuras existentes fueron dimensionadas y diseñadas para las condiciones de operación durante la vida útil de la presa “Vicente Guerrero” y son adecuadas para recibir la instalación de una central hidroeléctrica. Por otra parte, el arreglo de las estructuras se presta a modificaciones menores para la instalación de la central hidroeléctrica sin interferir en el funcionamiento normal de la presa.

5 Análisis estadístico y probabilístico de los datos hidrológicos existentes

Recopilación de la información hidrométrica

Se procedió a la consulta de la información hidrométrica publicada por la CONAGUA, a través del Banco Nacional de Datos Hidrométricos (BANDAS), publicado por el Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (IMTA).

De la información obtenida, se tienen los registros en el periodo de mayo de 1971 a diciembre de 2005, y está compuesta por registros medios diarios de volúmenes extraídos por la obra de toma, elevaciones de la superficie del agua, evaporaciones y precipitaciones en el embalse.

Para el análisis del comportamiento hidrológico sólo se consideraron los volúmenes medios diarios extraídos por la obra toma y las elevaciones medias diarias en el embalse; en el caso de los volúmenes se estimaron los gastos para el periodo considerado.

Análisis estadístico de la información hidrométrica

Consideraciones:

Se consideran los registros diarios, es decir, la política normal de operación para riego, como disponibilidad de las variables.

Sólo se han analizado los registros de los últimos 21 años de 1985 a 2005, pues se observó que estos registros son los más representativos de la disponibilidad hidrológica.

Se eliminaron los registros de volúmenes correspondientes a los años de 1993 y 1994, por incertidumbre en los datos del registro.

Para el caso de los volúmenes extraídos para riego, se hace la consideración de extracciones totales en la fecha de registro.

De los registros medios diarios se obtiene una media diaria para cada mes, esto con el fin de tener una idea clara y resumida de las características hidrológicas del proyecto. En las siguientes tablas se muestran las medias diarias de cada mes.

Tabla 5.6 Volúmenes medios diarios en el periodo de análisis, en miles de m³.

VOLUMENES MEDIOS DIARIOS EN MILES DE m ³ , PRESA VICENTE GUERRERO LAS ADJUNTAS												
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1985	552.87	1327.48	1413.12	684.81	2271.85	657.98	1012.02	1926.54	1865.04	1442.69	1462.94	1108.17
1986	1553.06	2816.54	3237.55	3978.53	2236.65	1364.57	1238.13	2349.74	1304.70	1091.52	781.17	673.94
1987	813.52	1726.61	1903.58	2860.00	2584.26	790.60	1421.55	1452.32	1172.47	1886.10	1759.80	1662.74
1988	1174.42	1630.45	1893.74	1980.23	4596.10	1648.23	1812.61	1336.26	870.00	603.68	1350.73	2190.84
1989	2400.65	2522.18	2447.00	2367.20	3860.65	3053.97	1492.81	1060.71	1717.90	1888.13	1004.50	660.06
1990	1317.00	2786.21	1991.55	2926.80	3042.94	2043.90	520.77	836.03	260.23	638.97	436.63	1080.42
1991	2557.48	1365.36	2216.61	2941.67	3598.03	946.23	436.74	972.65	930.77	563.19	894.70	544.52
1992	516.26	1284.82	1466.45	1600.17	1226.19	525.00	898.81	966.06	2076.40	1026.97	526.87	1075.81
1993												
1994												
1995	2553.00	1901.25	2177.26	3807.03	3864.32	824.23	752.35	684.77	232.80	601.03	624.87	522.94
1996	720.90	11089.27	2740.68	3583.43	3375.06	730.80	921.06	902.26	632.07	581.03	695.73	790.10
1997	0.00	1339.25	527.94	992.60	2622.61	995.83	1111.45	15233.53	920.03	414.13	478.73	941.65
1998	2975.10	979.14	1036.23	4263.70	2980.77	1062.60	934.87	643.81	572.43	575.00	407.15	592.39
1999	2131.77	1761.11	623.87	3936.20	349.14	563.80	400.13	505.58	510.57	505.55	524.67	597.45
2000	4242.76	1992.97	2164.44	5209.28	708.14	1012.51	1101.30	1064.04	1514.12	772.33	902.28	867.80
2001	4494.21	1581.44	3443.98	4352.39	37.60	39.32	45.32	51.71	20.06	5.52	782.35	2680.74
2002	6324.19	904.29	2642.00	7333.63	6749.84	40.80	38.26	53.45	17.43	10.10	6.07	2340.42
2003	2828.19	607.46	957.00	3346.37	3222.87	11.97	8.39	8.19	8.43	7.81	7.77	1214.55
2004	2585.13	641.66	1310.32	2150.13	2131.39	667.93	40.00	41.90	31.33	10.48	9.63	2504.74
2005	3201.94	74.79	854.19	4285.13	2844.10	155.03	47.26	19.84	12.27	14.19	9.03	1981.16

Tabla 5.7 Gastos medios diarios en el periodo de análisis, en m³/s.

GASTOS MEDIOS DIARIOS EN m ³ /s, PRESA VICENTE GUERRERO LAS ADJUNTAS												
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1985	6.40	15.36	16.36	7.93	26.29	7.62	11.71	22.30	21.59	16.70	16.93	12.83
1986	17.98	32.60	37.47	46.05	25.89	15.79	14.33	27.20	15.10	12.63	9.04	7.80
1987	9.42	19.98	22.03	33.10	29.91	9.15	16.45	16.81	13.57	21.83	20.37	19.24
1988	13.59	18.87	21.92	22.92	53.20	19.08	20.98	15.47	10.07	6.99	15.63	25.36
1989	27.79	29.19	28.32	27.40	44.68	35.35	17.28	12.28	19.88	21.85	11.63	7.64
1990	15.24	32.25	23.05	33.88	35.22	23.66	6.03	9.68	3.01	7.40	5.05	12.50
1991	29.60	15.80	25.66	34.05	41.64	10.95	5.05	11.26	10.77	6.52	10.36	6.30
1992	5.98	14.87	16.97	18.52	14.19	6.08	10.40	11.18	24.03	11.89	6.10	12.45
1993												
1994												
1995	29.55	22.01	25.20	44.06	44.73	9.54	8.71	7.93	2.69	6.96	7.23	6.05
1996	8.34	128.35	31.72	41.47	39.06	8.46	10.66	10.44	7.32	6.72	8.05	9.14
1997	0.00	15.50	6.11	11.49	30.35	11.53	12.86	176.31	10.65	4.79	5.54	10.90
1998	34.43	11.33	11.99	49.35	34.50	12.30	10.82	7.45	6.63	6.66	4.71	6.86
1999	24.67	20.38	7.22	45.56	4.04	6.53	4.63	5.85	5.91	5.85	6.07	6.91
2000	49.11	23.07	25.05	60.29	8.20	11.72	12.75	12.32	17.52	8.94	10.44	10.04
2001	52.02	18.30	39.86	50.37	0.44	0.46	0.52	0.60	0.23	0.06	9.06	31.03
2002	73.20	10.47	30.58	84.88	78.12	0.47	0.44	0.62	0.20	0.12	0.07	27.09
2003	32.73	7.03	11.08	38.73	37.30	0.14	0.10	0.09	0.10	0.09	0.09	14.06
2004	29.92	7.43	15.17	24.89	24.67	7.73	0.46	0.48	0.36	0.12	0.11	28.99
2005	37.06	0.87	9.89	49.60	32.92	1.79	0.55	0.23	0.14	0.16	0.10	22.93

Tabla 5.8 Elevaciones medias diarias en el periodo de análisis, en msnm.

ELEVACIONES MEDIAS DIARIAS EN msnm, PRESA VICENTE GUERRERO LAS ADJUNTAS												
AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1985	138.42	138.31	138.13	137.96	137.83	137.59	137.48	137.19	136.93	136.78	136.77	136.55
1986	136.44	136.13	135.71	135.21	134.85	135.17	135.47	135.12	135.01	134.88	134.92	134.90
1987	134.84	134.72	134.46	134.07	133.70	134.04	134.17	134.07	133.98	134.19	133.98	133.71
1988	133.48	133.34	133.01	132.71	132.15	131.65	131.83	131.82	133.84	135.49	135.50	135.26
1989	134.97	134.68	134.30	133.90	133.44	132.79	132.38	132.14	131.92	131.80	131.53	131.38
1990	131.21	130.79	130.31	129.79	129.06	128.30	128.58	128.61	128.95	130.20	130.42	130.23
1991	129.91	129.48	129.04	128.47	127.62	127.08	128.37	128.52	129.06	130.32	130.48	130.39
1992	130.45	130.55	130.33	130.04	129.89	130.61	130.57	130.24	130.05	130.08	130.57	130.53
1993	130.34	129.98	129.71	129.19	128.47	128.31	129.19	128.86	129.25	131.52	131.58	131.49
1994	131.36	131.50	131.41	131.09	130.38	129.90	129.71	129.44	130.11	130.81	130.85	130.74
1995	130.49	130.05	129.72	129.02	128.06	127.67	127.60	129.40	132.00	132.21	132.06	131.98
1996	131.87	131.64	131.22	130.64	129.88	129.36	129.08	129.02	131.31	132.05	132.09	131.94
1997	131.80	131.21	131.05	131.13	131.01	130.97	130.92	130.39	130.15	130.37	130.52	130.37
1998	130.30	129.60	129.39	128.71	127.75	127.36	126.91	126.62	127.11	128.72	129.08	129.03
1999	128.74	128.20	127.99	127.36	126.88	126.78	127.95	128.36	128.50	128.91	128.90	128.71
2000	128.37	127.87	127.66	126.93	126.51	126.34	126.20	125.92	125.77	126.93	127.55	127.50
2001	129.44	126.92	126.53	125.73	125.34	125.32	125.21	125.04	126.79	129.67	129.87	129.85
2002	129.43	128.99	128.78	128.13	127.01	126.50	126.64	126.64	127.73	129.57	130.76	130.89
2003	130.64	130.28	130.14	129.64	128.80	128.42	128.60	128.82	129.92	133.01	134.39	134.55
2004	134.44	134.19	134.06	133.93	133.87	133.74	133.64	133.54	133.78	134.37	134.43	134.16
2005	133.74	133.48	133.51	133.06	132.45	132.10	132.15	132.99	133.34	133.82	134.29	134.23

Para el caso del cálculo de los parámetros estadísticos, se utilizó la hoja de cálculo Microsoft Excel y su complemento Megastat. En las siguientes tablas se muestra el resultado de la estadística descriptiva de los datos bajo análisis.

Tabla 5.9 Estadística descriptiva de volúmenes medios diarios, en miles de m³.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
count	589	539	589	571	589	571	589	589	571	589	571	589
mean	2,260.13	2,028.57	1,844.61	3,296.55	2,752.76	900.35	749.15	1,584.70	770.74	665.18	666.81	1,264.76
sample variance	3,723,983.41	165,394,404.76	2,955,063.39	4,546,616.02	3,841,397.78	1,549,515.95	1,267,064.15	335,707,035.11	1,409,133.71	1,299,384.90	1,453,223.97	2,972,779.85
sample standard deviation	1,929.76	12,860.58	1,719.03	2,132.28	1,959.95	1,244.80	1,125.64	18,322.31	1,187.07	1,139.91	1,205.50	1,724.18
minimum	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
maximum	6,926.00	298,142.89	7,853.40	15,041.00	8,697.00	6,689.64	6,601.90	444,504.00	6,910.96	6,941.65	7,768.11	7,837.04
range	6,926.00	298,142.89	7,853.40	15,041.00	8,697.00	6,689.64	6,601.90	444,504.00	6,910.96	6,941.65	7,768.11	7,837.04
population variance	3,717,660.86	165,087,550.58	2,950,046.30	4,538,653.47	3,834,875.88	1,546,802.26	1,264,912.93	335,137,074.09	1,406,665.88	1,297,178.81	1,450,678.91	2,967,732.69
population standard deviation	1,928.12	12,848.64	1,717.57	2,130.41	1,958.28	1,243.71	1,124.68	18,306.75	1,186.03	1,138.94	1,204.44	1,722.71
1st quartile	10.38	23.00	37.00	2,262.50	1,336.00	19.00	8.00	6.00	0.00	0.00	0.00	0.00
median	2,529.00	1,728.00	1,858.00	3,482.00	3,045.00	53.00	47.00	47.00	18.28	8.00	8.00	17.00
3rd quartile	3,462.00	2,583.50	2,748.00	4,269.00	3,939.00	1,792.50	1,676.00	1,747.18	1,774.85	1,633.00	1,314.00	2,462.00
interquartile range	3,451.62	2,560.50	2,711.00	2,006.50	2,603.00	1,773.50	1,668.00	1,741.18	1,774.85	1,633.00	1,314.00	2,462.00
mode	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 5.10 Estadística descriptiva de gastos medios diarios, en m³/s.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
count	589	539	589	571	589	571	589	589	571	589	571	589
mean	26.16	23.48	21.35	38.15	31.86	10.42	8.67	18.34	8.92	7.70	7.72	14.64
sample variance	43101.66	1914287.09	34202.12	52622.87	44460.62	17934.21	14665.09	3885498.09	16309.42	15039.18	16819.72	34407.17
sample standard deviation	22.34	148.85	19.90	24.68	22.68	14.41	13.03	212.06	13.74	13.19	13.95	19.96
minimum	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
maximum	80.16	3450.73	90.90	174.09	100.66	77.43	76.41	5144.72	79.99	80.34	89.91	90.71
range	80.16	3450.73	90.90	174.09	100.66	77.43	76.41	5144.72	79.99	80.34	89.91	90.71
population variance	43,028.48	1,910,735.54	34,144.05	52,530.71	44,385.14	17,902.80	14,640.20	3,878,901.32	16,280.86	15,013.64	16,790.27	34,348.76
population standard deviation	22.32	148.71	19.88	24.66	22.67	14.39	13.02	211.88	13.73	13.18	13.94	19.94
1st quartile	0.12	0.27	0.43	26.19	15.46	0.22	0.09	0.07	0.00	0.00	0.00	0.00
median	29.27	20.00	21.50	40.30	35.24	0.61	0.54	0.54	0.21	0.09	0.09	0.20
3rd quartile	40.07	29.90	31.81	49.41	45.59	20.75	19.40	20.22	20.54	18.90	15.21	28.50
interquartile range	39.95	29.64	31.38	23.22	30.13	20.53	19.31	20.15	20.54	18.90	15.21	28.50
mode	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 5.11 Estadística descriptiva de elevaciones, en msnm.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
count	651	593	651	630	651	630	651	651	630	651	630	651
mean	131.94	131.52	131.26	130.80	130.24	130.00	130.13	130.13	130.74	131.70	131.93	131.83
sample variance	7.00	8.05	8.17	9.01	9.94	10.43	9.96	9.64	8.67	6.15	5.68	5.58
sample standard deviation	2.65	2.84	2.86	3.00	3.15	3.23	3.16	3.10	2.94	2.48	2.38	2.36
minimum	128.09	126.80	126.17	125.33	125.31	125.28	125.09	124.93	124.89	125.60	127.51	127.46
maximum	139.76	138.38	138.24	138.01	138.00	137.67	137.57	137.35	137.05	136.86	136.85	136.67
range	11.67	11.58	12.07	12.68	12.69	12.39	12.48	12.42	12.16	11.26	9.34	9.21
population variance	6.99	8.04	8.15	8.99	9.92	10.41	9.94	9.62	8.66	6.14	5.67	5.57
population standard deviation	2.64	2.84	2.86	3.00	3.15	3.23	3.15	3.10	2.94	2.48	2.38	2.36
1st quartile	130.03	129.59	129.35	128.60	127.72	127.18	127.65	128.41	128.68	129.92	130.46	130.35
median	131.22	130.79	130.44	130.08	129.80	129.33	129.21	129.39	130.15	131.58	131.53	131.40
3rd quartile	133.88	133.49	133.53	133.24	132.58	132.15	132.21	132.22	133.21	134.04	134.31	134.13
interquartile range	3.85	3.90	4.18	4.63	4.86	4.96	4.56	3.81	4.53	4.12	3.85	3.79
mode	131.80	131.50	129.77	133.96	125.34	128.42	135.52	128.57	133.46	134.89	130.50	130.41

Interpretación y observaciones del análisis estadístico

De los resultados de la estadística descriptiva se puede concluir lo siguiente:

- Dado que es una presa de irrigación: los principales meses en que se presentan las mayores extracciones corresponden al periodo de enero a mayo.

- Del periodo de junio a diciembre las extracciones son menores, pero pueden ser aprovechadas para generación hidroeléctrica.
- En la tabla 5.7 se observa que en los meses de junio a noviembre de los años 2001 a 2005, se presentaron eventos extraordinarios, lo cual propicia una dispersión importante en la estadística descriptiva.
- En el caso de las elevaciones: se concluye que tienen una pequeña dispersión, pues el 50 por ciento de los datos no se rebasan los 5 m, como se observa en el rango intercuartil.
- Se propone a la media como medida de disponibilidad, pues la dispersión que tienen los volúmenes es debida principalmente a 5 de los 21 años de registro seleccionados para el análisis.

En la tabla 5.12 se presenta la disponibilidad de agua y elevaciones para aprovechamiento hidroeléctrico.

Tabla 5.12 Disponibilidad de las variables hidrológicas para aprovechamiento hidroeléctrico.

MES	Gasto, en m³/s	Volumen, en Millones de m³	Elevación, en msnm
<i>ENE</i>	26.16	70.06	131.94
<i>FEB</i>	23.48	56.80	131.52
<i>MAR</i>	21.35	57.18	131.26
<i>ABR</i>	38.15	98.90	130.80
<i>MAY</i>	31.86	85.34	130.24
<i>JUN</i>	10.42	27.01	130.00
<i>JUL</i>	8.67	23.22	130.13
<i>AGO</i>	18.34	49.13	130.13
<i>SEP</i>	8.92	23.12	130.74
<i>OCT</i>	7.70	20.62	131.70
<i>NOV</i>	7.72	20.00	131.93
<i>DIC</i>	14.64	39.21	131.83

Análisis probabilístico de la Información hidrométrica

Para realizar el análisis probabilístico se utilizaron los datos correspondientes a las medias diarias mensuales determinadas en las tablas 5.7 y 5.8. La razón de esta consideración es porque los gastos presentan una dispersión importante en algunos meses del año, y de aplicar el método de la curva de permanencia con los registros diarios, arrojaría valores que no serían representativos, y en el caso de las elevaciones, debido que no tienen gran dispersión, pueden utilizarse estos valores sin complicación alguna.

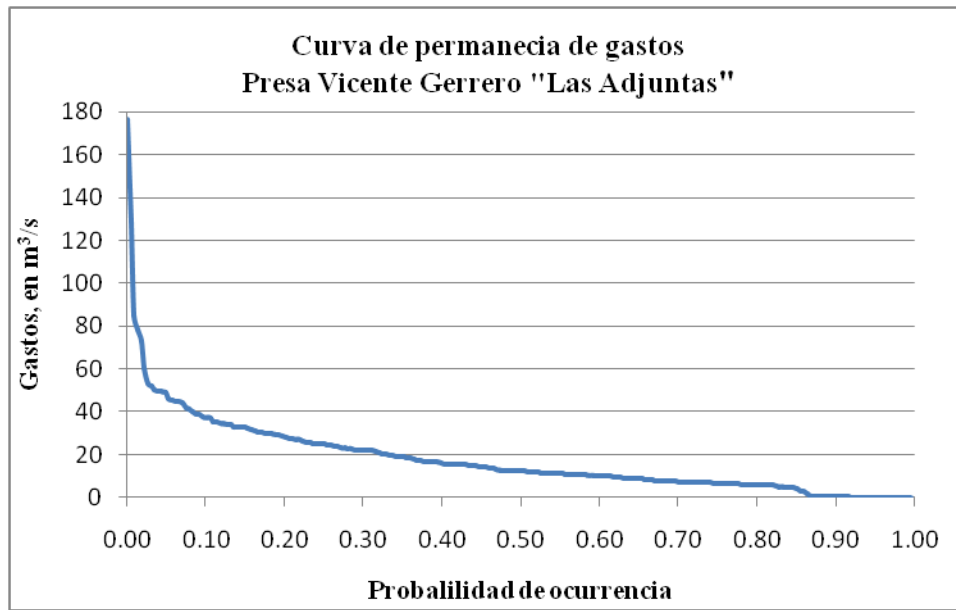


Figura 5.16 Curva de permanencia de gastos.

Tabla 5.13 Gastos y su probabilidad de permanencia asociada.

Probabilidad de ocurrencia en %													
25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90
Gasto, en m ³ /s													
24.89	21.92	18.87	16.36	14.19	12.30	11.08	10.36	8.94	7.62	6.72	6.03	4.04	0.46

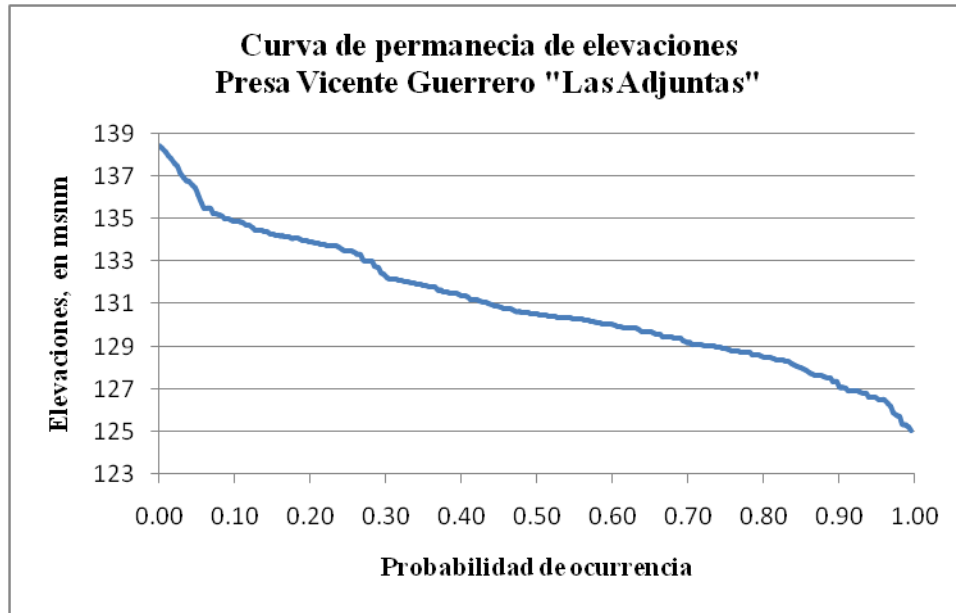


Figura 5.17 Curva de permanencia de Elevaciones.

Tabla 5.14 Elevaciones y su probabilidad de permanencia asociada.

Probabilidad de ocurrencia en %													
25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90
Elevaciones, en msnm													
133.48	132.38	131.87	131.38	130.89	130.52	130.31	130.04	129.67	129.19	128.90	128.50	127.99	127.11

6 Análisis de Potencialidad de Generación Eléctrica

Carga hidráulica bruta y neta

Con los datos de disponibilidad de la tabla 5.12, el nivel de desfogue propuesto en la cota 101.5 msnm y tomando una eficiencia hidráulica del 92 por ciento, se obtienen las cargas brutas y netas mensuales. En la tabla 5.15 se presentan las elevaciones, cargas hidráulicas brutas y netas, medias mensuales.

Tabla 5.15 Elevación, carga bruta y carga neta disponible media mensual.

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Elevaciones en el embalse, en msnm											
131.94	131.52	131.26	130.80	130.24	130.00	130.13	130.13	130.74	131.70	131.93	131.83
Carga bruta media mensual, en m											
30.44	30.02	29.76	29.30	28.74	28.50	28.63	28.63	29.24	30.20	30.43	30.33
Carga neta media mensual, en m											
28.00	27.62	27.38	26.95	26.44	26.22	26.34	26.34	26.90	27.78	28.00	27.90

Carga hidráulica de diseño de las unidades generadoras

Para la elección de la carga de diseño de las unidades, tomando una probabilidad de ocurrencia de 50 por ciento, se tiene una elevación de 130.52 msnm. De acuerdo con el análisis estadístico y con respecto al valor de la media, esta elevación, es mayor sólo en los meses, de mayo a agosto, y el resto del año es menor. La elevación menor se presenta en el mes de junio y es de 130.00 msnm lo cual representa un diferencia de -0.52 msnm, y para la mayor elevación media se presenta en el mes de enero la cual es de 131.94 msnm que representa una diferencia de 1.45 msnm.

Se puede concluir que el valor correspondiente a 130.52 msnm está por debajo 8 meses del año, y dado que la media es la medida de disponibilidad es conveniente aumentar la elevación de diseño. De la estadística descriptiva se puede ver que el valor de 130.52 msnm se encuentra en el intervalo intercuartil, es decir, la mayoría de datos registrados no tiene mayor variabilidad respecto a este dato, por lo cual se puede aumentar esta elevación para proponer la carga de diseño de las unidades generadoras.

Tomando la elevación de 131.00 msnm, el nivel de desfogue propuesto de 101.5 msnm y la eficiencia hidráulica igual al 92 por ciento, se determina una **carga de diseño de 27.14 m**. Comparando esta carga de diseño con las cargas netas determinadas en la tabla 5.15, se observa que la carga de diseño esta por arriba 6 meses del año, de abril a septiembre, y se aprovecha mejor esta variable.

Del análisis hidrológico y de proponer la carga de diseño se puede concluir de manera previa que las turbinas seleccionadas serán de reacción, por lo que es evidente que no se está fuera de los intervalos de carga de operación según la tabla 5.2.

Gasto de diseño y equipado de las unidades generadoras, y gastos en la central hidroeléctrica

Para la selección de los gastos de diseño se parte de la política de operación por parte del distrito de riego tratando de aprovechar al máximo los volúmenes de agua disponibles. De la estadística descriptiva se observa que se tiene una amplia gama de gastos disponibles, pues el mayor de los gastos disponibles es de 38.15 m³/s y el menor de 7.70 m³/s. De acuerdo con la disponibilidad de agua, se proponen dos unidades generadoras: con un gasto de diseño de 25 m³/s para la unidad uno U1 y de 10 m³/s para la unidad dos U2.

Con la propuesta de dos unidades, sus respectivos gastos de diseño y los gastos disponibles, se propone una política de operación en la central hidroeléctrica. En la tabla 5.16 se muestra la política de operación de la central hidroeléctrica.

Tabla 5.16 Política de operación de la central hidroeléctrica.

MES	Unidad	Gasto disponible, en m ³ /s	Gasto Requerido, en m ³ /s	% Gasto de diseño
<i>ENE</i>	U1	26.16	25.00	100.00
<i>FEB</i>	U1	23.48	25.00	93.92
<i>MAR</i>	U1	21.35	25.00	85.40
<i>ABR</i>	U1+U2	38.15	35.00	100.00
<i>MAY</i>	U1+U2	31.86	35.00	91.03
<i>JUN</i>	U2	10.42	10.00	100.00
<i>JUL</i>	U2	8.67	10.00	86.71
<i>AGO</i>	U1	18.34	25.00	73.37
<i>SEP</i>	U2	8.92	10.00	89.21
<i>OCT</i>	U2	7.70	10.00	76.99
<i>NOV</i>	U2	7.72	10.00	77.18
<i>DIC</i>	U2	14.64	10.00	100.00

En la tabla 5.16 se observa cuando se operarían las unidades generadoras y el porcentaje del gasto de diseño con el cual operarían. Además, se está en un intervalo aceptable del gasto de operación. Los gastos y volúmenes aprovechados para generación hidroeléctrica, se muestran en las tablas 5.17 y 5.18.

Tabla 5.17 Gastos disponibles y aprovechados para generación hidroeléctrica.

MES	Unidad	Gasto disponible, en m ³ /s	Gasto turbinado, en m ³ /s	% Gasto aprovechado
<i>ENE</i>	U1	26.16	25.00	95.57
<i>FEB</i>	U1	23.48	23.48	100.00
<i>MAR</i>	U1	21.35	21.35	100.00
<i>ABR</i>	U1+U2	38.15	35.00	91.73
<i>MAY</i>	U1+U2	31.86	31.86	100.00
<i>JUN</i>	U2	10.42	10.00	95.96
<i>JUL</i>	U2	8.67	8.67	100.00
<i>AGO</i>	U1	18.34	18.34	100.00
<i>SEP</i>	U2	8.92	8.92	100.00
<i>OCT</i>	U2	7.70	7.70	100.00
<i>NOV</i>	U2	7.72	7.72	100.00
<i>DIC</i>	U2	14.64	10.00	68.31

Tabla. 5.18 Volúmenes disponibles y aprovechados para generación hidroeléctrica.

MES	Unidad	Volumen disponible, en Mm ³	Volumen turbinado, en Mm ³	% Volumen aprovechado
<i>ENE</i>	U1	70.06	66.96	95.57
<i>FEB</i>	U1	56.80	56.80	100.00
<i>MAR</i>	U1	57.18	57.18	100.00
<i>ABR</i>	U1+U2	98.90	90.72	91.73
<i>MAY</i>	U1+U2	85.34	85.34	100.00
<i>JUN</i>	U2	27.01	25.92	95.96
<i>JUL</i>	U2	23.22	23.22	100.00
<i>AGO</i>	U1	49.13	49.13	100.00
<i>SEP</i>	U2	23.12	23.12	100.00
<i>OCT</i>	U2	20.62	20.62	100.00
<i>NOV</i>	U2	20.00	20.00	100.00
<i>DIC</i>	U2	39.21	26.78	68.31
<i>Anual</i>		570.59	545.80	95.65

Del análisis probabilístico se observa una permanencia de 11.40 por ciento para el gasto de 35.0 m³/s, que es la condición de operación de ambas unidades, la cual aparentemente es baja, pero observando que este gasto será requerido sólo en 2 meses de los 12 del año, se tiene una buena permanencia en esta condición.

Para el caso que se requiera la operación de la unidad U1 de 25 m³/s, se tiene una permanencia de 24.56 por ciento, acorde al tiempo que operar esta unidad que son 5 meses del año.

Para el caso en que se requiere la operación de la unidad U2 de 10 m³/s, se tiene una permanencia de 60.96 por ciento, que es mayor, dado que el gasto es menor y se está en mayor posibilidad de operar en todo el año.

De la propuesta anterior se mantiene un gasto equipado en la central hidroeléctrica de 35 m³/s, en dos unidades: la primera con un gasto de 25 m³/s y la segunda con un gasto de 10 m³/s.

Potencia de diseño, instalada y media eléctrica en la central hidroeléctrica

Con los resultados anteriores y tomando una eficiencia global en la central hidroeléctrica de 0.856; para la unidad U1 se tiene una potencia de **6,195.65 kW** y para la unidad U2 de **2,478.26 kW**, teniendo una potencia instalada en la central hidroeléctrica de **8.674 MW**. En la tabla 5.19 se muestran los parámetros fundamentales de diseño de las unidades generadoras.

Tabla 5.19 Parámetros fundamentales de diseño de las unidades generadoras.

unidad	Eficiencia hidráulica	Eficiencia mecánica	Eficiencia eléctrica	Carga bruta de diseño, en m	Gasto de diseño, en m ³ /s	Potencia kW
U1	0.92	0.945	0.985	29.5	25	6,195.65
U2	0.92	0.945	0.985	29.5	10	2,478.26

Para el caso de las potencias eléctricas medias mensuales y tomando una eficiencia global de 0.856, gastos medios mensuales aprovechados (política de operación) y cargas brutas

medias mensuales, se obtuvieron las potencias eléctricas medias mensuales. En la tabla 5.20 se muestran las potencias eléctricas medias mensuales en la central hidroeléctrica.

Tabla 5.20 Potencia eléctrica media en la central hidroeléctrica.

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Unidad											
U1	U1	U1	U1+U2	U1+U2	U2	U2	U1	U2	U2	U2	U2
Potencia eléctrica media, en kW											
6,195.65	5,921.29	5,337.46	8,613.74	7,691.21	2,394.24	2,085.15	4,411.49	2,191.12	1,953.22	1,972.99	2,478.26

Generación media mensual, anual, factor de generación y de planta

La generación media, mensual y anual, en la central hidroeléctrica se determinó a partir de obtener el factor de generación y volúmenes medios aprovechados (turbinados). En la tabla 5.21 se muestra el factor de generación y el consumo específico, asociados a cada mes del año.

Tabla 5.21 Factor de generación y consumo específico medio mensual en la central hidroeléctrica.

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Factor de generación medio mensual, en kWh/m³											
0.07103	0.07005	0.06945	0.06836	0.06706	0.06651	0.06680	0.06681	0.06823	0.07047	0.07101	0.07077
Consumo específico medio mensual, en m³/kWh											
14.08	14.27	14.40	14.63	14.91	15.04	14.97	14.97	14.66	14.19	14.08	14.13

Tabla 5.22 Generación media anual y generaciones medias mensuales en la central hidroeléctrica.

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Generación media, en GWh												
4.76	3.98	3.97	6.20	5.72	1.72	1.55	3.28	1.58	1.45	1.42	1.90	37.53

Para determinar el principal parámetro del funcionamiento de la central hidroeléctrica, factor de planta este se obtuvo para los periodos mensuales y se calculó a partir de las potencias, eléctricas e instalada; y en el caso del periodo anual, se calculó a partir de las generaciones, media anual y máxima posible. En la tabla 5.23 se muestran los factores de planta determinados.

Tabla 5.23 Factor de planta mensual y anual en la central hidroeléctrica.

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
Factor de Planta												
0.71	0.68	0.62	0.99	0.89	0.28	0.24	0.51	0.25	0.23	0.23	0.29	0.49

En la tabla 5.24, se muestra el resumen del estudio de potencialidad eléctrica en la central hidroeléctrica.

Tabla 5.24 Resumen del análisis de potencialidad eléctrica, en la presa Vicente Guerrero “Las Adjuntas”.

ESTUDIO DE POTENCIALIDAD ELECTRICA "PRESA VICENTE GUERRERO"														
Variables hidrológicas disponibles														
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
Volumenes medios mensuales Mm³														
Media	70.06	56.80	57.18	98.90	85.34	27.01	23.22	49.13	23.12	20.62	20.00	39.21		
Gastos medios mensuales m³/s														
Media	26.16	23.48	21.35	38.15	31.86	10.42	8.67	18.34	8.92	7.70	7.72	14.64		
Elevaciones medias mensuales msnm														
Media	131.94	131.52	131.26	130.80	130.24	130.00	130.13	130.13	130.74	131.70	131.93	131.83		
Probabilidad de ocurrencia en %														
	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80		
Gastos en m³/s														
	24.89	21.92	18.87	16.36	14.19	12.30	11.08	10.36	8.94	7.62	6.72	6.03		
Elevaciones msnm														
	133.48	132.38	131.87	131.38	130.89	130.52	130.31	130.04	129.67	129.19	128.90	128.50		
Gasto Equipado			U1				mill.m ³	Q=	25.00	m ³ /s				
			U2				mill.m ³	Q=	10.00	m ³ /s				
Factor de Generación	Gasto equipado total 35.00 m³/s													
Eficiencias consideradas														
			Hidráulica				0.92							
			Mecánica				0.945	Aceleración Gravitacional 9.81 m/c ²						
			Eléctrica				0.985	Nivel de desfogue 101.5 msnm						
	Eficiencia Total		0.856359			Carga Bruta de Diseño			29.5 m					
Carga bruta (m)														
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
	30.44	30.02	29.76	29.30	28.74	28.50	28.63	28.63	29.24	30.20	30.43	30.33		
Carga útil (m)														
	28.00	27.62	27.38	26.95	26.44	26.22	26.34	26.34	26.90	27.78	28.00	27.90		
Factor de generación (kWh/m³)														
	0.0710	0.0701	0.0694	0.0684	0.0671	0.0665	0.0668	0.0668	0.0682	0.0705	0.0710	0.0708		
Consumo específico (m³/kWh)														
	14.08	14.27	14.40	14.63	14.91	15.04	14.97	14.97	14.66	14.19	14.08	14.13		
Modulación de Potencias														
	Potencia U1		Q=	25	m ³ /s		6,195.65	kW		Vol. Req.	28 días	30 días	31 días	60%Q
	Potencia U2		Q=	10	m ³ /s		2,478.26	kW		Vol. Mes	60.48	64.80	66.96	40.176
	Potencia Instalada						8,673.91	kW		Vol. Mes	24.19	25.92	26.78	16.0704
									SUMA	84.67	90.72	93.74	56.2464	
Media Mm³														
	70.06	56.80	57.18	98.90	85.34	27.01	23.22	49.13	23.12	20.62	20.00	39.21		
Num. unidades														
	1	1	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1		
	U1	U1	U1	U1+U2	U1+U2	U2	U2	U1	U2	U2	U2	U2		
Vol. turbinado (Mm³)														
	66.96	56.80	57.18	90.72	85.34	25.92	23.22	49.13	23.12	20.62	20.00	26.78		
Aprovechamiento %														
	95.57	100.00	100.00	91.73	100.00	95.96	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	68.31		
Generación GWh mes														
	4.76	3.98	3.97	6.20	5.72	1.72	1.55	3.28	1.58	1.45	1.42	1.90		
kW instalados														
	8,673.910	8,673.910	8,673.910	8,673.910	8,673.910	8,673.910	8,673.910	8,673.910	8,673.910	8,673.910	8,673.910	8,673.910		
Generación media anual														
	37.53 Gwh													
Gasto medio provechado (m³/s)														
	25.00	23.48	21.35	35.00	31.86	10.00	8.67	18.34	8.92	7.70	7.72	10.00		
Potencia eléctrica media mensual (kW)														
	6,195.65	5,921.29	5,337.46	8,613.74	7,691.21	2,394.24	2,085.15	4,411.49	2,191.12	1,953.22	1,972.99	2,547.76		
RESUMEN														
	Potencia U1	6.196		MW										
	Potencia U2	2.478		MW		Extracción aprovechada		95.65 %						
	TOTAL	8.674		MW										
Generación GWh mes:														
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
	4.76	3.98	3.97	6.20	5.72	1.72	1.55	3.28	1.58	1.45	1.42	1.90		
Factor de planta mes:														
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
	0.71	0.68	0.62	0.99	0.89	0.28	0.24	0.51	0.25	0.23	0.23	0.29		

7 Selección del equipamiento. Turbinas

Tomando como primer criterio de selección el propuesto por el U.S.B.R y con los parámetros fundamentales de diseño de las unidades generadoras, mostrados en la tabla 5.19, se puede ver que para los valores de diseño de carga y gasto de ambas unidades, se está en una región límite entre las turbinas Francis y Kaplan, según la figura 5.7. Como esta selección es previa se debe de realizar un análisis con ayuda de la velocidad específica de cada tipo de turbina.

De acuerdo con García G. (1985), se obtuvo n_s y también los parámetros de diseño del conjunto turbina generador para ambos tipos de turbinas, Francis y Kaplan.

Tabla 5.25 Parámetros de diseño del conjunto turbina generador, turbina tipo Francis.

unidad	Potencia kW	Velocidad de rotación r.p.m	N° de polos del Generador	Velocidad Específica n_s
U1	6,195.65	300	24	381
U2	2,478.26	450	16	361

Tabla 5.26 Parámetros de diseño del conjunto turbina generador, turbina tipo Kaplan.

unidad	Potencia kW	Velocidad de rotación r.p.m	N° de polos del Generador	Velocidad Específica n_s
U1	6,195.65	360	20	457
U2	2,478.26	600	12	482

Con los parámetros que se muestran en las tablas 5.25 y 5.26, se puede utilizar el criterio de selección de la C.F.E como criterio final de selección del tipo de turbinas en la central hidroeléctrica, pues se cuenta con H_d y n_s . En la figura 5.6 se observa que para el caso de las turbinas Francis se está fuera de los límites de velocidad específica, y en el caso de las turbinas Kaplan, se está dentro de este límite. A continuación se mencionarán algunos puntos importantes en la selección del tipo de turbinas.

- Por los resultados anteriores, el tipo de turbinas seleccionado corresponde al de tipo Kaplan, para las dos unidades.

- Con los valores de velocidad específica y carga de diseño y según la tabla 5.4 se está en la clasificación de turbina Kaplan lenta.
- Un punto favorable en la elección de turbinas tipo Kaplan es que su velocidad de rotación es mayor que para turbinas tipo Francis. Esto se ve reflejado en el número de polos del generador, lo cual indica que los generadores tendrán menores dimensiones en comparación con los requeridos por las turbinas Francis.
- Para la unidad U2 tipo Kaplan su valor n_s está muy próximo al límite recomendado por la C.F.E. y esto es debido a su velocidad de rotación, pero la variación en la carga bruta no excede el 10 por ciento en todo el año, como se recomienda en la bibliografía.

Principales dimensiones de las turbinas

Tras utilizar los criterios de García G. (1985), se llega a las siguientes dimensiones previas del conjunto de las turbina tipo Kaplan, para ambas unidades.

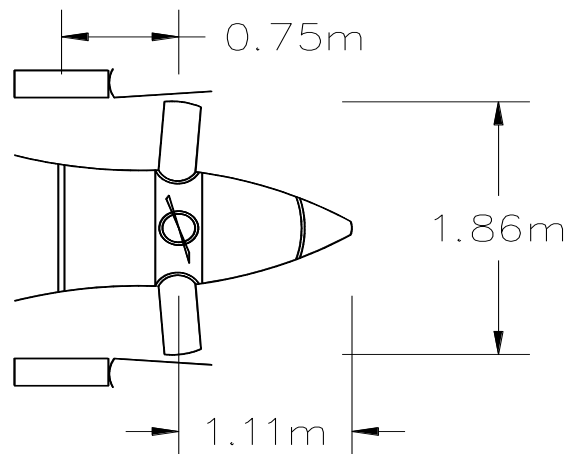


Figura 5.18 Principales dimensiones del Rodete de la unidad U1, en m.

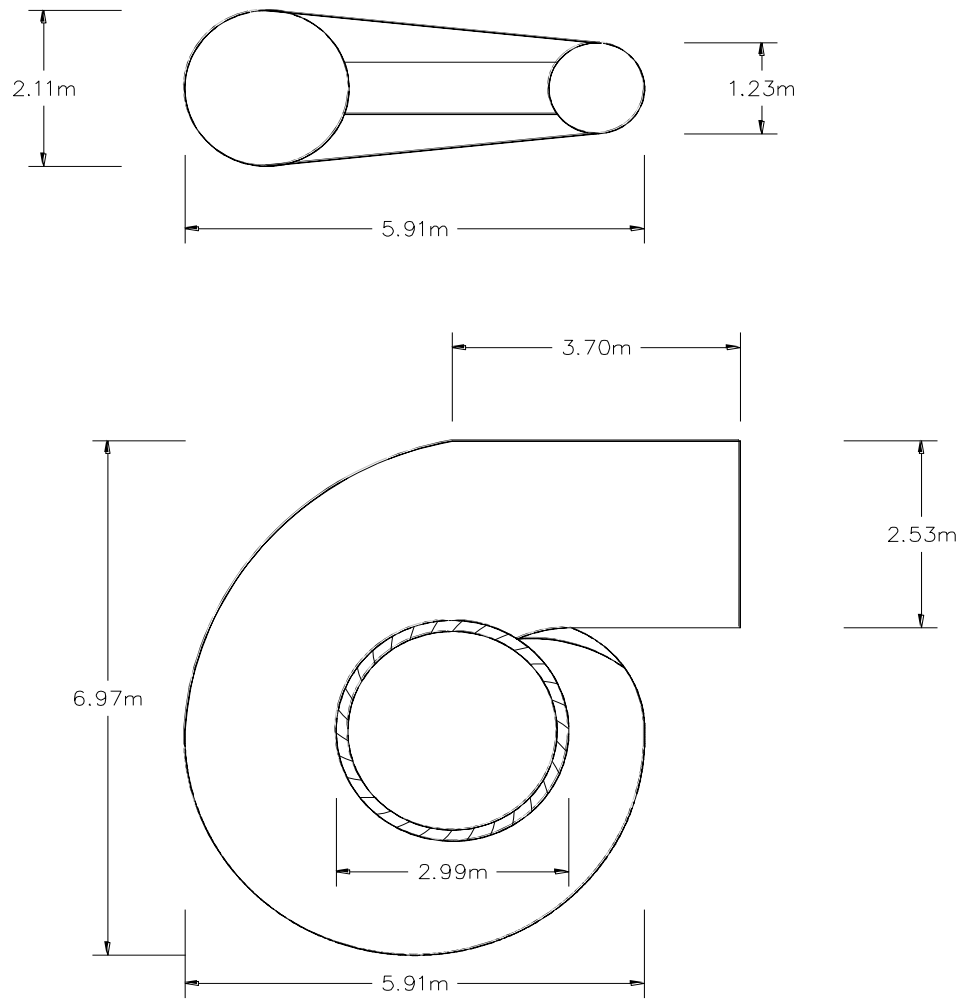


Figura 5.19 Principales dimensiones de la Carcasa de la unidad U1, en m.

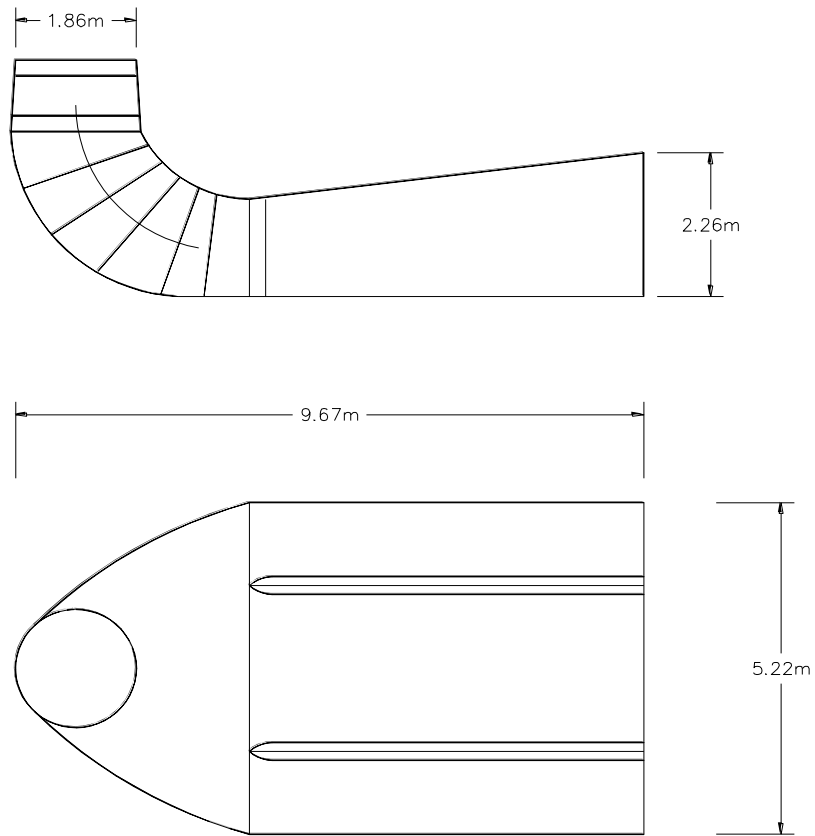


Figura 5.20 Principales dimensiones del Tubo de aspiración de la unidad U1, en m.

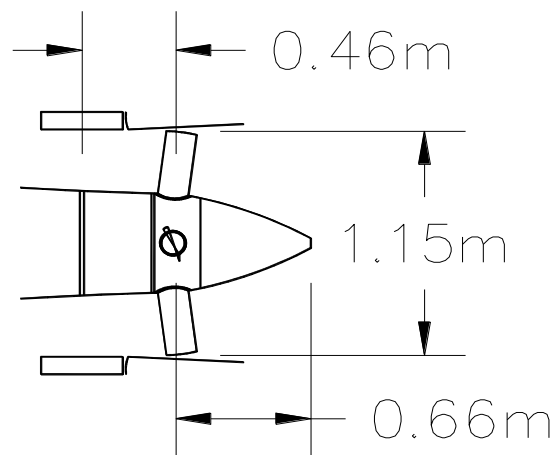


Figura 5.21 Principales dimensiones del Rodete de la unidad U2, en m.

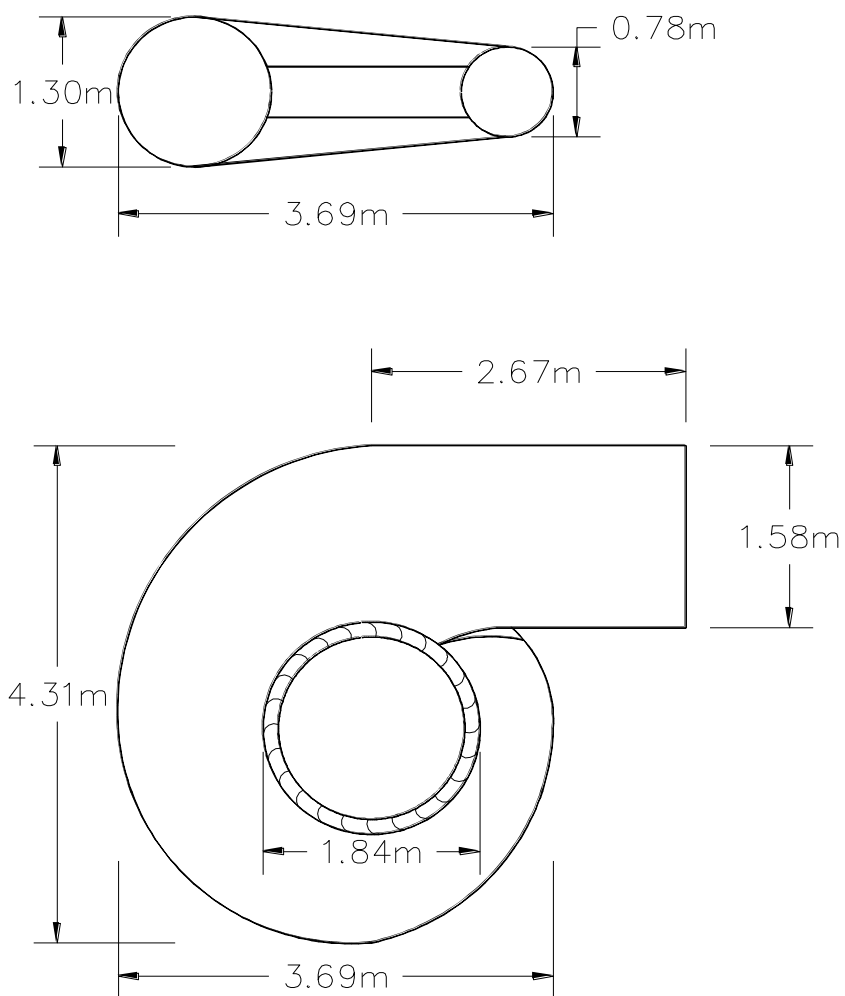


Figura 5.22 Principales dimensiones de la Carcasa de la unidad U2, en m.

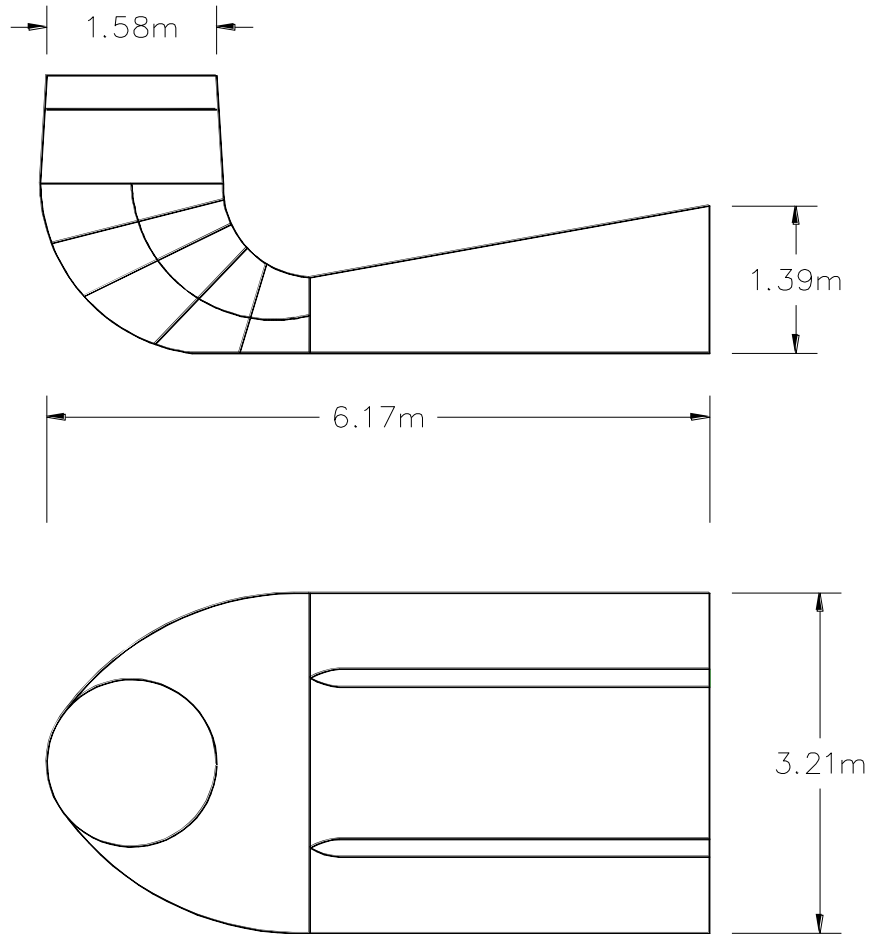


Figura 5.23 Principales dimensiones del Tubo de aspiración de la unidad U2, en m.

8 Esquema general del equipamiento

Arreglo de la obra de toma

La obra de toma propuesta para aprovechar los volúmenes de agua para generación hidroeléctrica, corresponde a una obra de toma baja, la cual está compuesta por una estructura de rejillas de sección hexagonal, compuertas de emergencia y operación alojadas en una lumbrera sobre el cuerpo de la cortina y del túnel de sección portal de 6.0 x 6.0 m que sirvió como obra desvió durante la construcción de la presa.

Se propone un tubo tapón de 10 m de longitud y 2.9 m de diámetro aguas abajo de las compuertas de operación y emergencia, y continuar con una tubería de acero del mismo diámetro con una longitud aproximada de 100 m. La tubería de acero deberá estar apoyada en silleas de concreto armado y anillos de refuerzo a cada 6.0 m hasta la salida del túnel. Al final de la tubería de acero se propone una bifurcación en pantalón para alimentar a los dos ramales con gastos de diseño, de 25 y 10 m³/s y diámetros de 2.53 m y 1.58 m respectivamente, ambos ramales tienen una longitud aproximada de 25.0 m.

Los elementos de control y regulación de gasto en la central hidroeléctrica estarán constituidos por las compuertas de operación y emergencia en la obra de toma. Adicionalmente se proponen dos válvulas de tipo mariposa para cada unidad con diámetros de 2.53 m y 1.58 m.

Arreglo de la obra de generación

Está compuesto por el arreglo de la obra de toma, una casa de máquinas de tipo exterior y un canal de desfogue. La casa de máquinas estará ubicada a la salida del túnel de la obra de toma baja con 15 m de ancho, 30 m de largo y 25 m de altura desde el desplante. En ésta se alojaran las unidades generadoras, sistemas de control y protección, grúa viejera y bahía de reparación y montaje. El canal de desfogue es de sección trapecial, con taludes 0.5:1, plantilla de 8.00 m, pendiente horizontal a la elevación 100.00 msnm, alojado en terreno natural, de 230.00 m, aproximadamente, de longitud, que descarga las aguas directamente al río Soto la Marina.

Arreglo de la central hidroeléctrica

El arreglo se conformaría por una cortina de materiales graduados, vertedor en el extremo izquierdo de la cortina, controlado por compuertas radiales, obra de toma alta para extracciones de riego, obra de toma baja para generación hidroeléctrica, casa de máquinas tipo

exterior y canal de desfogue.

La central hidroeléctrica contará con dos unidades generadoras tipo Kaplan, con gastos de diseño de $25 \text{ m}^3/\text{s}$ y $10 \text{ m}^3/\text{s}$ y potencias diseño de 6.196 MW y de 2.478 MW. La potencia instalada será de 8.674 MW para obtener una generación media anual de 37.53GWh con un factor de planta de 0.49. Se propone la construcción de una línea de transmisión de 30 km de longitud que transporte la energía generada a la subestación eléctrica Jiménez.

En el apartado de anexos se presenta un dibujo del esquema general del equipamiento.

Ficha técnica del equipamiento

Una vez que se tienen todas las dimensiones y características del proyecto, es conveniente realizar una ficha técnica. En la figura 5.23 se presenta la ficha técnica del equipamiento

Vicente

Guerrero

“LasAdjuntas”.

Proyecto	Las Adjuntas											
Ubicación	Estado de Tamaulipas											
Cuenca general	Soto la Marina			Corriente aprovechada	Soto la Marina							
Localización en cartas INEGI	F14B11											
Localización geográfica boquilla	Lat. 23°57'34.19" N			Long. 98°40'0.00" O								
Localización geográfica casa de máquinas	Lat. 23°57'34.19" N			Long. 98°40'0.00" O								
Descripción del aprovechamiento												
<p>La presa Vicente Guerrero "Las Adjuntas" a cargo de la Comisión Nacional del Agua, sobre el río Fernando Soto la Marina, con fines de control de avenidas e irrigación; se pretende equipar para aprovechar los volúmenes de agua normalmente extraídos para riego, con fines de generación hidroeléctrica.</p> <p>Se propone utilizar la obra de toma baja, construyendo un tubo tapón de 2.9 m de diámetro aguas abajo de las compuertas de emergencia y operación, para continuar con una tubería de acero del mismo diámetro con una longitud aproximada de 100 m hasta un bifurcación en pantalón que alimentara a dos unidades generadoras, con potencia conjunta de 8.674 MW, las cuales estarán alojadas en una casa de máquinas de tipo exterior de 20 m de ancho, 30 m de largo y 25 m de alto desde su desplate. Se obtendrá una generación media anual de 37.53 GWh y un factor de planta de 0.49.</p> <p>La presa está conformada por una cortina de materiales graduados; vertedor en el extremo izquierdo de la cortina, controlado por compuertas radiales; obra de toma alta, usada para las extracciones de riego, obra de toma baja para generación hidroeléctrica y un canal de desfogue.</p>												
Proyecto conceptual												
Obra de contención												
Tipo	Presa de materiales graduados			Altura desde el lecho del río	62.00 m							
Longitud de corona	336 m			Taludes	Aguas arriba	2.25:1		Aguas abajo	2.25:1			
Obra de excedencias												
Tipo	Vertedor			Elev. Cresta	131.00 msnm			Longitud	40.00 m			
Gasto de diseño	22,000.00 m ³ /s			Período de retorno								
Compuertas	Número	5		Ancho	11.6 m		Alto	8 m				
Pilas	Número	6										
Estructura de descarga	Tipo	Tanque amortiguador										
Turbinas												
Tipo	Kaplan			Potencia total	8,674 kW							
Q equipado	35.00 m ³ /s			Carga Bruta	29.50 m							
Número de unidades	Dos											
	Unidad	Gasto m ³ /s	Potencia kW									
	U1	25	6,196									
	U2	10	2,478									
Operación del Proyecto												
Concepto	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Volumen												
Escurredo millones de m ³	70.064	56.800	57.183	98.897	85.336	27.01	23.224	49.126	23.122	20.621	20.004	39.208
Turbinado millones de m ³	66.960	56.800	57.183	90.720	85.336	25.920	23.224	49.126	23.122	20.621	20.004	26.784
Aprovechamiento %	95.57	100.00	100.00	91.73	100.00	95.96	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	68.31
Generación												
Potencia media en MW	6195.7	5921.3	5337.5	8613.7	7691.2	2394.2	2085.1	4411.5	2191.1	1953.2	1973.0	2547.8
Factor de planta	0.71	0.68	0.62	0.99	0.89	0.28	0.24	0.51	0.25	0.23	0.23	0.29
Generación media GWh	4.76	3.98	3.97	6.20	5.72	1.72	1.55	3.28	1.58	1.45	1.42	1.90
Generación media anual	37.53 GWh											
Casa de máquinas												
Tipo	Exterior			Ancho	15.00 m		Largo	30.00 m				
Longitud necesaria de línea de transmisión para interconexión:	30.00 km											

Figura 5.24 Ficha técnica del equipamiento, Vicente Guerrero "Las Adjuntas".

9 Análisis económico

Costos directos del equipamiento

Para obtener los volúmenes en la partida de la obra civil, se cuantificaron los principales rubros como son excavaciones, concretos y aceros, a partir del esquema conceptual y del dibujo del esquema general del equipamiento. En el caso del acero de refuerzo se propone un índice de kilogramos de acero por metro cubico de concreto según la función de cada estructura, y para el acero en la conducción se calculó a partir de sus características geométricas. Para proponer los precios unitarios se utilizaron precios medios de otros proyectos.

En el caso del equipo electromecánico, se analizaron varias propuestas económicas de otros proyectos. Se estableció un precio para cada concepto tomando en cuenta sus características particulares. Para línea de transmisión y subestación eléctrica se consultaron los precios publicados por la CFE.

A continuación se muestra un catálogo de conceptos de costos directos del equipamiento, Vicente Guerrero “Las Adjuntas”.

Tabla 5.27 Catálogo de conceptos de costos directos del equipamiento, Vicente Guerrero “Las Adjuntas”.

Concepto	Unidad	Cantidad	P.U. \$	Importe \$
OBRA CIVIL				
Obra de toma				
Concreto en tubo tapón	m ³	156.00	3,655.00	570,180.00
Tubería de acero a presión Φ=2.9 m	ton	91.00	15,200.00	1,383,200.00
Acero en anillos de refuerzo	ton	16.00	15,200.00	243,200.00
Concreto en silletas de apoyo	m ³	12.00	3,655.00	43,860.00
Acero de refuerzo	ton	12.00	23,375.00	280,500.00
Suma				2,520,940.00
Casa de máquinas				
Excavación para desplante	m ³	1,800.00	246.50	443,700.00
Excavación en canal de desfogue	m ³	300.00	246.50	73,950.00
Concreto masivo en casa de máquinas	m ³	1,380.00	3,655.00	5,043,900.00
Concreto en superestructura	m ³	455.00	3,655.00	1,663,025.00
Concreto en canal de desfogue	m ³	75.00	3,655.00	274,125.00
Acero de refuerzo en estructuras	ton	101.00	23,375.00	2,360,875.00
Suma				9,859,575.00
EQUIPO ELECTROMÉCANICO				
Obra de toma				
Compuertas de emergencia de 2.5x5.0 m	lote	2.00	1,125,000.00	2,250,000.00
Reinstalación de compuertas de operación	lote	1.00	700,000.00	700,000.00
Válvula de mariposa de 2.53 m	pieza	1.00	920,000.00	920,000.00
Válvula de mariposa de 1.58 m	pieza	1.00	850,000.00	850,000.00
Tubería de acero en bifurcación	ton	39.00	15,200.00	592,800.00
Suma				5,312,800.00
Casa de Máquinas				
Equipo de turbina Kaplan gobernador y generador de 6,195 kw	lote	1.00	56,374,500.00	56,374,500.00
Equipo de turbina Kaplan gobernador y generador de 2,478 kw	lote	1.00	22,549,800.00	22,549,800.00
Grúa	lote	1.00	650,000.00	650,000.00
Equipo eléctrico	lote	1.00	3,038,750.00	3,038,750.00
Ventilación y aire acondicionado	lote	1.00	280,500.00	280,500.00
Equipo auxiliar y partes	lote	1.00	1,100,000.00	1,100,000.00
Instalación	lote	1.00	11,838,645.00	11,838,645.00
Suma				95,832,195.00
Subestación				
Subestación encapsulada SF6	lote	1.00	6,000,000.00	6,000,000.00
Suma				6,000,000.00
Línea de transmisión				
Línea de transmisión para conexión a la red	km	30.00	1,914,000.00	57,420,000.00
Suma				57,420,000.00

Obra civil	12,380,515.00
Obra electromecánica	107,144,995.00
Línea de transmisión	57,420,000.00

Total del proyecto	176,945,510.00
---------------------------	-----------------------

Resumen del análisis económico

Para elaboración del análisis económico se utilizó un precio medio global de energía eléctrica de 1.35 \$/kWh para el 2010, publicado en el cuarto informe de labores de la CFE 2009-2010. Con el precio medio de venta de energía eléctrica y el costo directo total del equipamiento, se obtuvieron los índices económicos de rentabilidad estáticos y dinámicos según lo propuesto en este trabajo.

En la tabla 5.28 se muestra el resumen del análisis económico del equipamiento, Vicente Guerrero “Las Adjuntas”, donde es fácil interpretar los resultados a partir de la consideraciones propuestas en esta tesis.

Tabla 5.28 Resumen del análisis económico del equipamiento, Vicente Guerrero “Las Adjuntas”.

EQUIPAMIENTO "LAS ADJUNTAS"		
DATOS GENERALES		
Capacidad Instalada	8.674	MW
Generación Media Anual	37.53	GWh
Factor de Planta	0.49	
Periodo de Análisis	20	Años
Moneda	\$	MN Pesos
INVERSIONES Y COSTOS DE OPERACIÓN		
Obra Civil		\$ 12,380,515.00
Obra Electromecánica		\$ 107,144,995.00
Línea de Transmisión		\$ 57,420,000.00
Total de Costos Directos (Cd)		\$ 176,945,510.00
Costos Indirectos (Ci) (10% de Cd)		\$ 17,694,551.00
Total de Inversión de Proyecto (Ip)		\$ 194,640,061.00
Costos Anuales de Operación y Mantenimiento (Op) (4.0% de Ip)		\$ 7,785,602.44
INGRESOS		
Precio de Venta de Energía \$/KWh		\$ 1.35
Ingresos Medios Anuales por Venta de Energía		\$ 50,815,620.00
ÍNDICES ECONÓMICOS ESTÁTICOS		
Periodo de Retorno Simple P.R (años)		4.5
Índice de Energía I.E (\$/KWh)		\$ 0.47
Índice de Potencia I.P (\$/MW)		\$ 22,439,481.32
ÍNDICES ECONÓMICOS DINÁMICOS		
Tasa de descuento (% r)		12%
Valor Presente Neto		\$126,770,229.32
Relación Beneficio Costo (B/C)		1.48
Tasa Interna de Retorno (TIR)		22%

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES

Satisfacer el consumo de energía es un problema que actualmente enfrenta toda sociedad y México no es un país ajeno a este problema, y en ese sentido es recomendable el estudio de la infraestructura hidráulica en el país que permita aprovecharla para la generación hidroeléctrica especialmente todas aquellas presas que no cuentan con un aprovechamiento. En este trabajo se presentó una propuesta para el desarrollo de estudios de prefactibilidad o gran visión de equipamientos hidroeléctricos de presas cuyo propósito es diferente al de generación de energía eléctrica. Abordar la prefactibilidad de un proyecto es de carácter interdisciplinario y se puede resumir que la prefactibilidad o gran visión de un equipamiento está determinada por los aspectos administrativos técnicos y económicos.

Por aspectos administrativos se entiende que son todos los trámites legales y administrativos requeridos para obtener concesiones y permisos necesarios, para la construcción del equipamiento y explotación del aprovechamiento; por ello es necesario tener una visión general de los principales aspectos jurídicos que pueden afectar la prefactibilidad de dicho aprovechamiento. En ese sentido, y como lo que se pretende aprovechar es el potencial del agua, sólo se abordaron las posibles situaciones en materia de concesión del agua que es el principal aspecto jurídico y administrativo.

En el caso de los aspectos técnicos, son todos los temas competentes al aprovechamiento del potencial hidráulico, como son las características topográficas del terreno e infraestructura regional, análisis general de la presa, volúmenes de agua y cargas hidráulicas disponibles, estudio de potencialidad eléctrica, selección del tipo de turbinas y esquema general del equipamiento. Definir la propuesta técnica depende de muchos factores, pero lo más importante es el criterio global del proyecto, por lo cual, para definir la propuesta técnica del proyecto se debe tener el objetivo propuesto.

Los aspectos económicos son los temas relacionados con las inversiones, beneficios e indicadores económicos que permiten determinar la prefactibilidad económica del proyecto. En este trabajo sólo se manejó el tema en el sentido monetario por su facilidad en su manejo e interpretación de resultados. El desarrollar un estudio económico tiene muchas

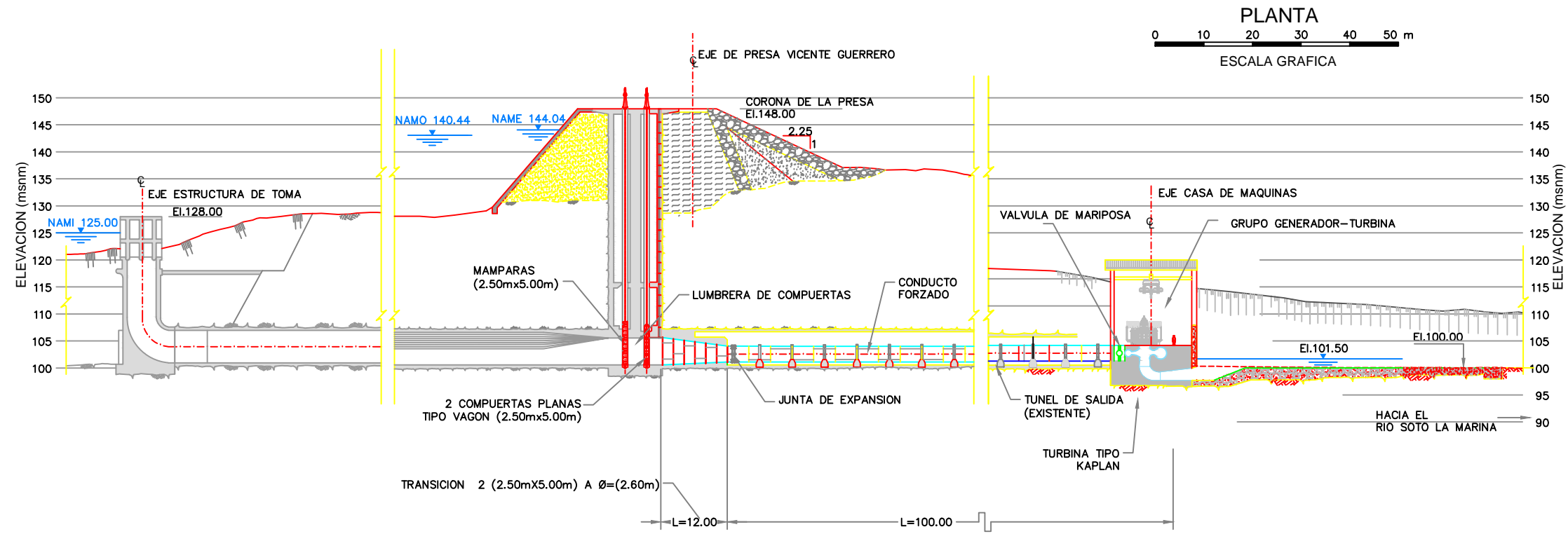
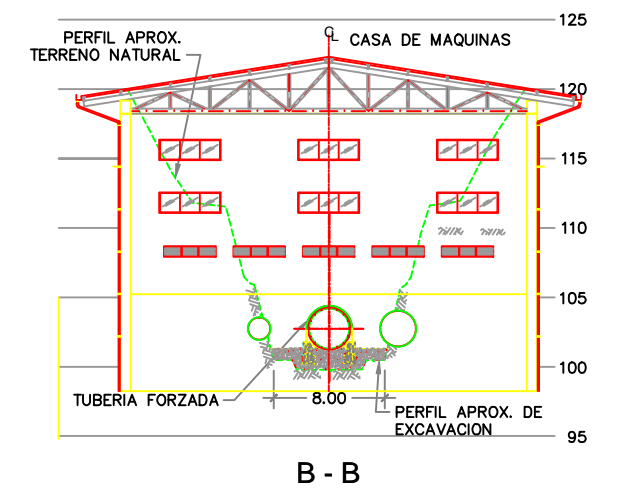
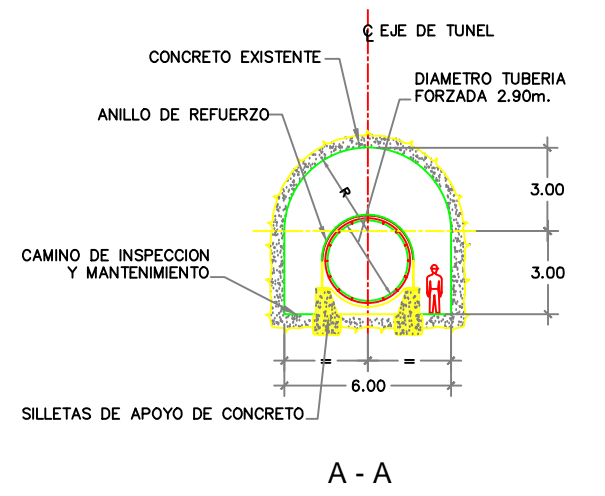
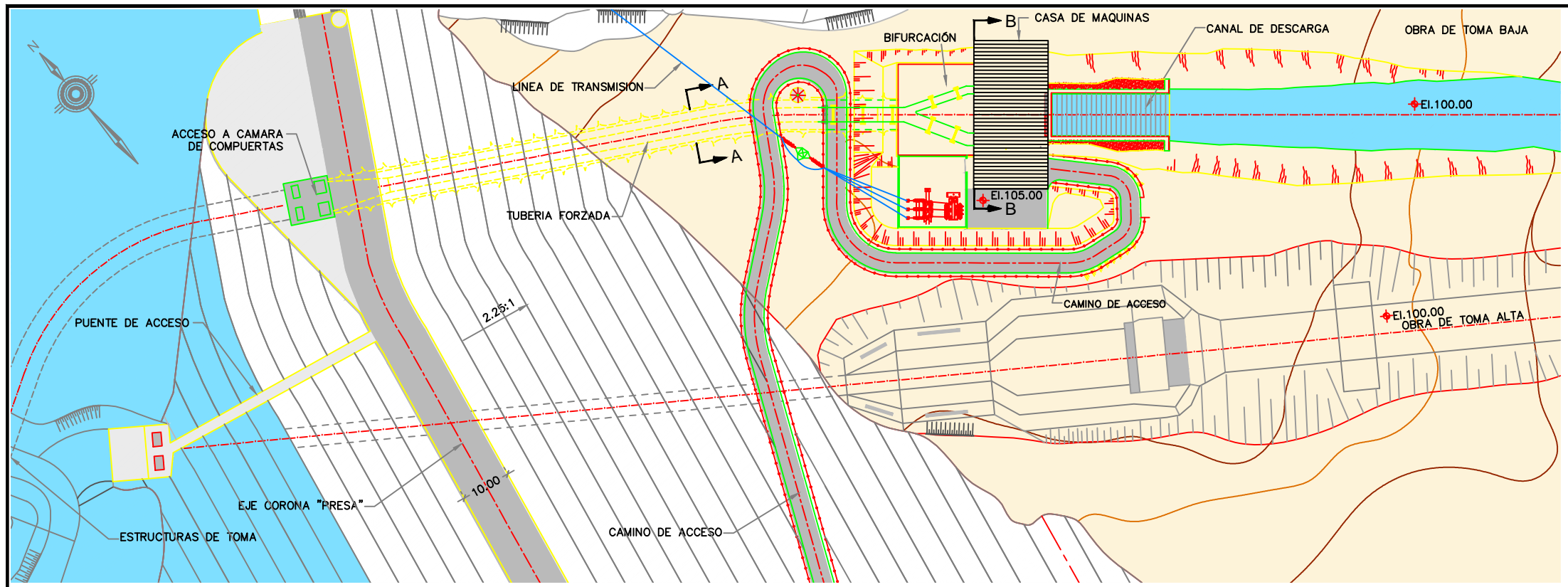
posibilidades de realizarse, pero puede estar fuertemente relacionado con las cuestiones técnicas, sociales y/o ambientales.

Un equipamiento hidroeléctrico tiene ventajas sobre los proyectos hidroeléctricos tradicionales, aunque, también tiene algunas desventajas. Dentro de las principales ventajas está el aprovechamiento de la infraestructura existente y de no generar impactos ambientales importantes por la implantación de una central hidroeléctrica, además, la energía producida se puede considerar como energía limpia, renovable y sustentable.

En este trabajo se han mostrado las principales características de un desarrollo de este tipo, por la importancia que actualmente tienen las fuentes de energía renovables, y porque el país cuenta con infraestructura hidráulica importante que puede desarrollarse como un aprovechamiento hidroeléctrico.

Si bien un estudio de prefactibilidad tiene muchas formas de realizarse, cada proyecto es diferente por los objetivos planteados y características del mismo, el objetivo de dicho estudio es demostrar que el proyecto cuenta con las características necesarias para continuar con etapas posteriores de su desarrollo, y en este trabajo se mostraron una serie de aspectos para desarrollar dicho estudio, por lo que es importante mencionar que esta propuesta no es limitativa y puede ser una guía para quienes intervienen en el estudio de éstos aprovechamientos.

ANEXOS



PERFIL LONGITUDINAL POR OBRA DE TOMA BAJA

CENTRAL HIDROELECTRICA "LAS ADJUNTAS"	
PRESA "LAS ADJUNTAS" ESQUEMA GENERAL DEL EQUIPAMIENTO	
DRAWING:	ESQUEMA
DATE:	2012
SCALE:	GRAFICA

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. European Small Hydropower Association (1998). Manual de pequeña hidráulica: *Como llevar a buen fin un proyecto de minicentral hidroeléctrica*. Bélgica: DG XVII comisión europea.
2. Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (2006). Manual de energías renovables: *Tomo 6 Minicentrales hidroeléctricas*. Madrid: IDAE.
3. Ingeniería, Estudios y Proyectos NIP, S.A. Ente Vasco de la Energía (1995). *Minihidráulica en el país Vasco*. Bilbao: EVE.
4. García, G.H. (1985). *Apuntes de selección de turbinas hidráulicas*. México: Facultad de Ingeniería UNAM.
5. Mataix, C. (1982). *Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas*. México: Harla.
6. F.I. Arreguín, C. Herrera, H. Marengo, G.A. Paz Soldán (1999). *El desarrollo de las presas en México*. México: AMH, IMTA.
7. CFE Subdirección de Programación (2011). *Programa de obras e inversiones del sector eléctrico 2012-2026*. Mexico: CFE.
8. Comisión Nacional del Agua (2011). *Estadísticas del agua en México*. México: SEMARNAT.
9. Ocampo Guerrero N. (2001). Tesis: *Generalidades sobre la selección de turbinas hidráulicas*. México: Facultad de Ingeniería UNAM.