



FACTIBILIDAD DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MULTIPROPÓSITO EN PRESAS YA CONSTRUIDAS

ANTEPROYECTO LOS PORONGOS

Contrato INE/ENE/ERG-T1886-SN1/11:

“Estudio de factibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH)”

Banco Interamericano de Desarrollo (BID) - Fundación Julio Ricaldoni, Uruguay

Responsables del presente informe:

Dr. Ing. Rafael Terra, rterra@fing.edu.uy

Ing. Daniel Schenzer, schenzer@fing.edu.uy

Colaboradores:

Ing. Alejandra De Vera

Julio 2014

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL.....	2
1. INTRODUCCIÓN	4
1.1 OBJETIVO	4
1.2 CONTEXTO NACIONAL	4
1.3 INFORMACIÓN DE BASE DISPONIBLE	5
2. DESCRIPCIÓN GENERAL.....	7
2.1 UBICACIÓN	7
2.1 ADMINISTRACIÓN.....	7
2.2 INFORMACIÓN PARTICULAR DISPONIBLE	7
2.3 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES.....	9
3. INFRAESTRUCTURA EXISTENTE.....	11
3.1 DIQUE	11
3.2 VERTEDERO	13
3.3 OBRA DE TOMA	13
4. HIDROLOGÍA.....	16
4.1 BALANCE AL EMBALSE	16
4.2 EVOLUCIÓN DE LA COTA DEL EMBALSE	20
4.3 CAUDAL DE PROYECTO	21
4.4 FACTOR DE CAPACIDAD.....	21
5. POTENCIA A INSTALAR.....	24
6. ENERGÍA MEDIA ANUAL GENERABLE.....	26
7. SELECCIÓN DE LA TURBINA	27
8. INSTALACIONES HIDROMECAÑICAS Y OBRA CIVIL NECESARIA	28
9. INSTALACIONES ELÉCTRICAS	32
10. PROYECTO EJECUTIVO, CONSTRUCCIÓN, MONTAJE.....	38
11. GESTIONES	41
12. OPERACIÓN	42
13. ANÁLISIS ECONÓMICO	43
13.1 COSTOS DE INVERSIÓN	43
13.2 PRECIO DE LA ENERGÍA	44
13.3 INDEXACIÓN.....	45
13.4 BENEFICIOS FISCALES	45
13.5 FLUJO DE CAJA Y TASA INTERNA DE RETORNO.....	48
13.6 SENSIBILIDAD AL COSTO DEL EQUIPO ELECTROMECAÑICO.....	50
13.7 CO-INVERSIÓN.....	50
14. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.....	52
15. ANEXO:.....	53

ACRÓNIMOS

ADME	Administración del Mercado Eléctrico
COMAP	Comisión de Aplicación de la Ley de Inversiones
CTM	Comisión Técnica Mixta de Salto Grande
DGRNR	Dirección General de Recursos Naturales Renovables
DINAGUA	Dirección Nacional de Aguas
DINASA	Dirección Nacional de Aguas y Saneamiento
DNB	Dirección Nacional de Bomberos
DNH	Dirección Nacional de Hidrografía
EEUU	Estados Unidos de América
ETP	Evapotranspiración Potencial
INIA	Instituto Nacional de Investigaciones Agropecuarias
IRAE	Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas
IVA	Impuesto al Valor Agregado
MGAP	Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería
MTOP	Ministerio de Transporte y Obras Públicas
MVOTMA	Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente
NMN	Nivel Máximo Normal
O&M	Operación y mantenimiento
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
PPI	Índice de Precios al Productor de EEUU
RENARE	DGRNR
SIG	Sistema de Información Geográfica
SGM	Servicio Geográfico Militar
TIR	Tasa Interna de Retorno
UTE	Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas

1. INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVO

El objetivo del presente trabajo consiste en analizar la factibilidad del proyecto de implementación de un aprovechamiento hidroeléctrico en la presa existente sobre el arroyo de los Porongos en el departamento de Treinta y Tres, Uruguay.

El mismo se enmarca dentro del convenio “Estudio de factibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas” entre el Banco Interamericano de Desarrollo y la Fundación Julio Ricaldoni, con el propósito de promover al menos tres proyectos piloto de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) multipropósito a ser ejecutados en represas ya construidas, con uso prioritario de riego y subsidiario de generación hidroeléctrica.

1.2 CONTEXTO NACIONAL

1.2.1 SECTOR ENERGÉTICO

La Política Energética (2005-2030) aprobada por el Poder Ejecutivo en el año 2008 y posteriormente consensuada por la Comisión Interpartidaria de Energía, definió lineamientos estratégicos y en función de ellos metas al corto, mediano y largo plazo, para la incorporación de fuentes energéticas alternativas y renovables a la matriz energética nacional.

En particular, el objetivo expresado para el año 2015 es de tener hasta un 25% de la energía eléctrica nacional generada a partir de fuentes renovables no convencionales. Es en este contexto que surge el presente proyecto, con el objetivo general de promover el desarrollo de las PCH.

La energía hidroeléctrica se ha utilizado en el país desde 1945, pero solo en emprendimientos a gran escala. Actualmente el sistema uruguayo cuenta con tres centrales hidroeléctricas instaladas sobre el Río Negro, construidas y operadas por la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE): Dr. Gabriel Terra (152 MW), Baygorria (108 MW) y Constitución (333 MW). Además cuenta con la central binacional argentino – uruguayo de Salto Grande, instalada sobre el Río Uruguay y operada por la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (CTM), con una potencia total instalada de 1890 MW, de los cuales 945 MW corresponden a Uruguay.

Tabla 1-1: Grandes centrales hidroeléctricas existentes en Uruguay

Represa	Fecha de puesta en operación	Potencia (MW)	Operación
Dr. Gabriel Terra	1945	152	UTE
Baygorria	1960	108	UTE
Constitución	1982	333	UTE
Salto Grande	1979	945	CTM

Anteriormente, en el embalse sobre el río Cuñapirú se había generado energía mecánica desde 1882 hasta 1910, y luego energía eléctrica (210 kW) por parte de UTE, pero en 1958 fue discontinuado.

Al presente no existe ninguna PCH conectada a la red eléctrica en Uruguay.

1.2.2 TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

La Ley N°16832 de junio de 1997 permite la generación y consumo de energía eléctrica en régimen de libre mercado, manteniendo la transmisión a cargo de UTE. Se admite que cualquier persona física o jurídica (“agente”) pueda generar energía eléctrica, así como comercializarla a terceros. Para esto último, es preceptiva la intervención del Despacho Nacional de Cargas, operado por la Administración del Mercado Eléctrico (ADME).

La generación hidroeléctrica del presente proyecto no será firme, en el sentido de no poder despacharse en cualquier momento y circunstancia, dependerá del protocolo de riego del embalse (por ser una PCH multipropósito con uso prioritario de riego y subsidiario de generación) y en buena medida de los regímenes pluviométricos.

La energía generada sería volcada al Sistema Interconectado Nacional de energía eléctrica lo que implica potenciales ahorros en fuentes alternativas de energía.

Por lo anterior, la concreción del presente proyecto tiene como paso ineludible la negociación con ADME y UTE.

1.3 INFORMACIÓN DE BASE DISPONIBLE

Se dispone de la siguiente información de base, obtenida a partir de la recopilación de información existente en distintos organismos y entidades más información general:

- Cartas topográficas del Servicio Geográfico Militar (SGM), escala 1:50.000, con curvas de nivel cada 10 m.
- Modelo Digital del Terreno de 90x90 m de la NASA (disponible en <http://earthexplorer.usgs.gov/>).
- Información geográfica disponible en el sistema de la Dirección General de Recursos Naturales Renovables (RENARE) del Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca (MGAP).
- Mapa de escurrimientos medios del Uruguay. Artículo “Monitoreo y Disponibilidad de Recursos Hídricos en Uruguay” de Genta, J.L. y Failache, N., Dirección Nacional de Aguas y Saneamiento (DINASA) del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA).
- Informes sobre balances hídricos elaborados por la Dirección Nacional de Hidrografía (DNH), actualmente publicados por la Dirección Nacional de Aguas (DINAGUA).
- Información de la red eléctrica nacional de media tensión, suministrada por UTE.

Para la georreferenciación de la información se empleó el sistema de coordenadas de las cartas del SGM; Proyección: Gauss Kruger Uruguay, Datum: Yacaré.

Si bien en Uruguay se utilizan dos niveles de referencia para las cotas o alturas: el Cero Wharton y el Cero Oficial, en el presente trabajo todas las cotas están referidas a un

cero local, definido en el proyecto original. Debido a que se desconoce la localización del mojón de referencia, no es posible hacer la conversión correspondiente.

2. DESCRIPCIÓN GENERAL

2.1 UBICACIÓN

La presa Los Porongos, ubicada sobre el arroyo de los Porongos, se encuentra en la cuenca de la Laguna Merín en el departamento de Treinta y Tres, Uruguay. Las coordenadas geográficas del centro de la presa son 33°7'30" S, 54°6'26" O. A la misma se accede desde la progresiva 13K de la Ruta Nacional Nº 18, virando en dirección Este y transitando 8,0 km por un camino vecinal. El punto mencionado de la Ruta Nº 18 se encuentra aproximadamente a 24 km de la ciudad de Treinta y Tres.

En la Figura 2-1a se presenta la ubicación del embalse sobre las cartas D-19 "Dionisio" y D-20 "Olimar" del SGM, escala 1:50.000, y en la Figura 2-1b se muestra una imagen satelital de la zona.

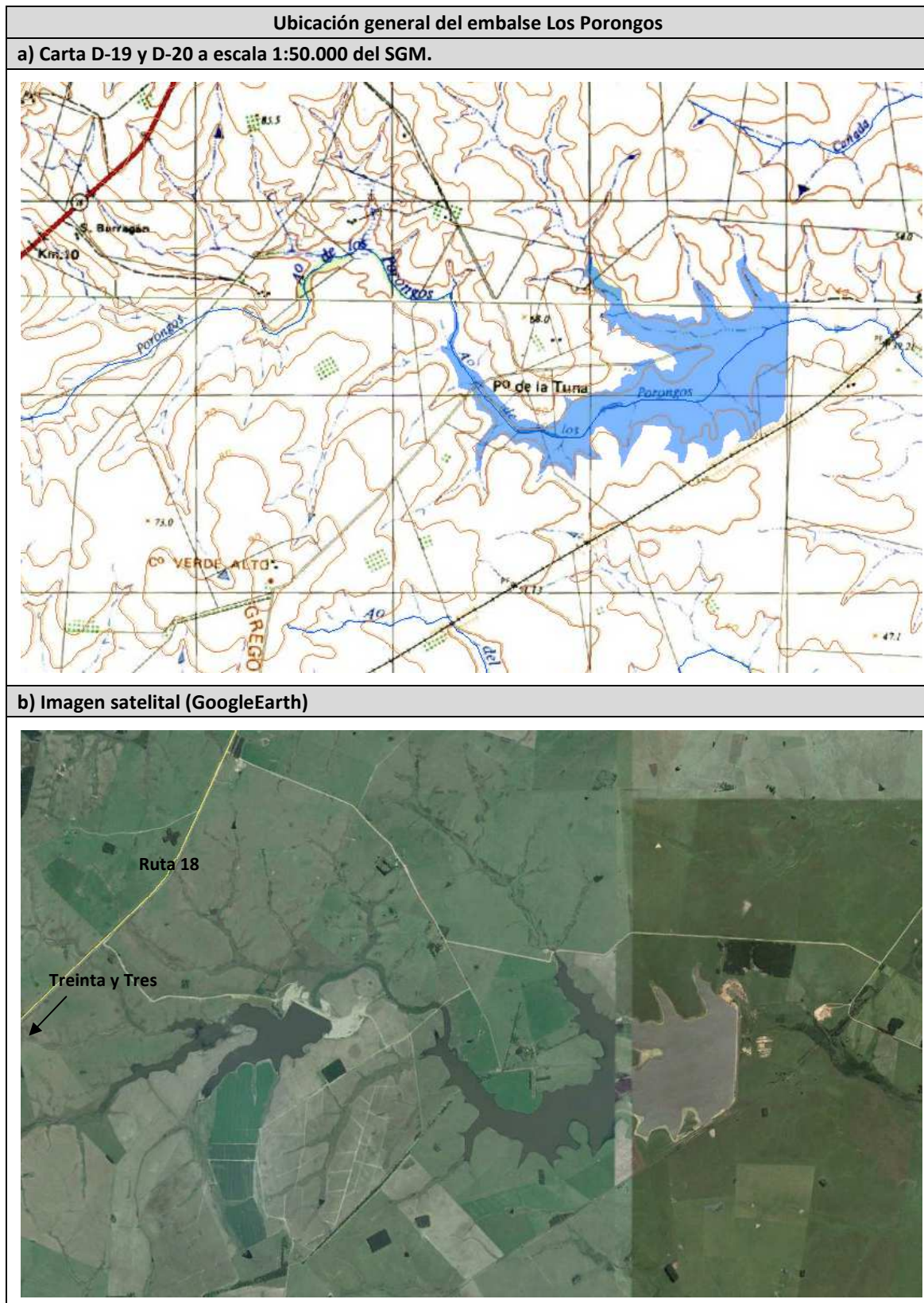
2.1 ADMINISTRACIÓN

La propiedad y administración de la presa está a cargo de particulares. Su principal destino es el riego de cultivos de arroz, teniendo una capacidad para atender una superficie de riego de hasta 1400 há.

2.2 INFORMACIÓN PARTICULAR DISPONIBLE

Además de la información general disponible, en este caso se contó con información particular proporcionada por técnicos a cargo de la operación del embalse, la cual incluye:

- Curvas de variación del área inundada y del volumen del embalse en función de la cota.
- Registros diarios de lluvia, altura de agua en el embalse y número de líneas en funcionamiento para las zafras 2009-10 y 2010-11.
- Plano de proyecto del perfil transversal de la presa - Línea de saturación.
- Plano de proyecto del perfil transversal de la sección de la obra de toma.
- Plano de mensura con las áreas inundadas, curvas de nivel y padrones afectados.
- Información verbal acerca de la operación del embalse.



2.3 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

La presa existente consiste en un dique de materiales sueltos.

La cota de coronamiento es de 15,5 m, con una altura máxima sobre el nivel de fundación de 14,5 m. Actualmente el nivel máximo normal (NMN) se encuentra a cota 13,3 m (nivel de vertido), resultando una revancha o bordo libre de 2,2 m (ver Figura 2-2). Lo autorizado inicialmente fue a cota 12,7 m y hoy en día se está tramitando el permiso para subir el NMN hasta la cota 13,5 m, con una revancha de 2,0 m. El zampeado de la obra de toma está situado a cota 2,0 m.

CORTE TERRAPLÉN

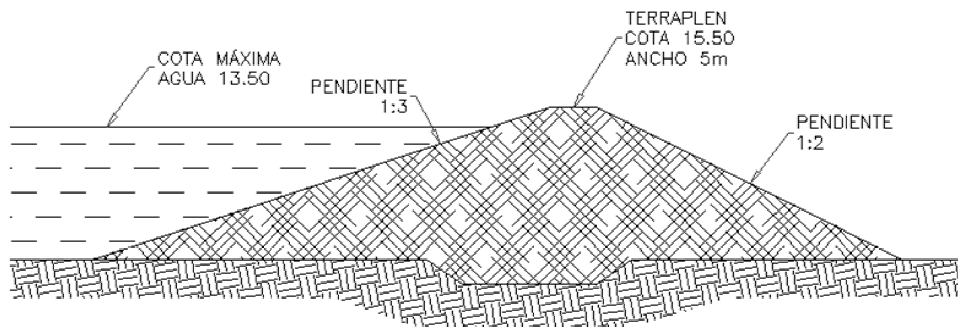


Figura 2-2: Perfil transversal esquemático de la presa (cotas referidas a un cero local).

Para el lago a cota 13,5 m, se tiene un área inundada de 391 há y un volumen almacenado de 19,4 Hm³ (ver Tabla 2-2).

De acuerdo a la clasificación de embalses establecida por la DNH-MTOP en función del área de la cuenca de aporte (A, há), la altura de la presa (H, m) y el volumen máximo embalsable (V, m³), la obra se clasifica como "Represa Grande II" ya que cuenta con una cuenca de aporte de **6800 há**, una altura de terraplén de **14,5 m** y un volumen embalsado de **19,4 Hm³**.

Tabla 2-1: Clasificación de embalses según la DNH-MTOP

	A < 4	4 ≤ A < 40	40 ≤ A < 200	200 ≤ A < 500	500 ≤ A < 1000	1000 ≤ A < 5000	5000 ≤ A < 15000	A ≥ 15000
H < 3	V < 12.000 = Tajamar Chico							
	12.000 ≤ V < 120.000 = Tajamar Mediano							
	V ≥ 120.000 = Tajamar Grande							
3 ≤ H < 5	Tajamar Chico	Tajamar Mediano	Tajamar Grande	V < 120.000 = Tajamar Grande				
				120.000 ≤ V < 600.000 = Represa Chica				
				V ≥ 600.000 = Represa Mediana				
5 ≤ H < 15	V < 120.000 = Tajamar Grande			Represa Chica	Represa Mediana	Represa Grande I	Represa Grande II	
H ≥ 15	V ≥ 120.000 = Represa Chica						Represa Grande II	Represa Grandelll

Tabla 2-2: Variación del área inundada y del volumen del embalse en función de la cota.

Cota (m)	Altura * (m)	Área (há)	Volumen (Hm ³)
1,0	0,0	0,00	0,00
2,0	1,0	6,24	0,03
3,0	2,0	30,89	0,22
4,0	3,0	53,20	0,64
5,0	4,0	76,00	1,28
6,0	5,0	102,70	2,18
7,0	6,0	137,99	3,38
8,0	7,0	168,10	4,91
9,0	8,0	194,00	6,72
10,0	9,0	232,50	8,85
11,0	10,0	271,80	11,38
12,0	11,0	304,90	14,26
12,7	11,7	330,00	16,48
12,8	11,8	338,00	16,82
13,0	12,0	365,00	17,52
13,2	12,2	374,00	18,26
13,4	12,4	381,00	19,01
13,5	12,5	391,00	19,40

* Altura referida al fondo del cauce.

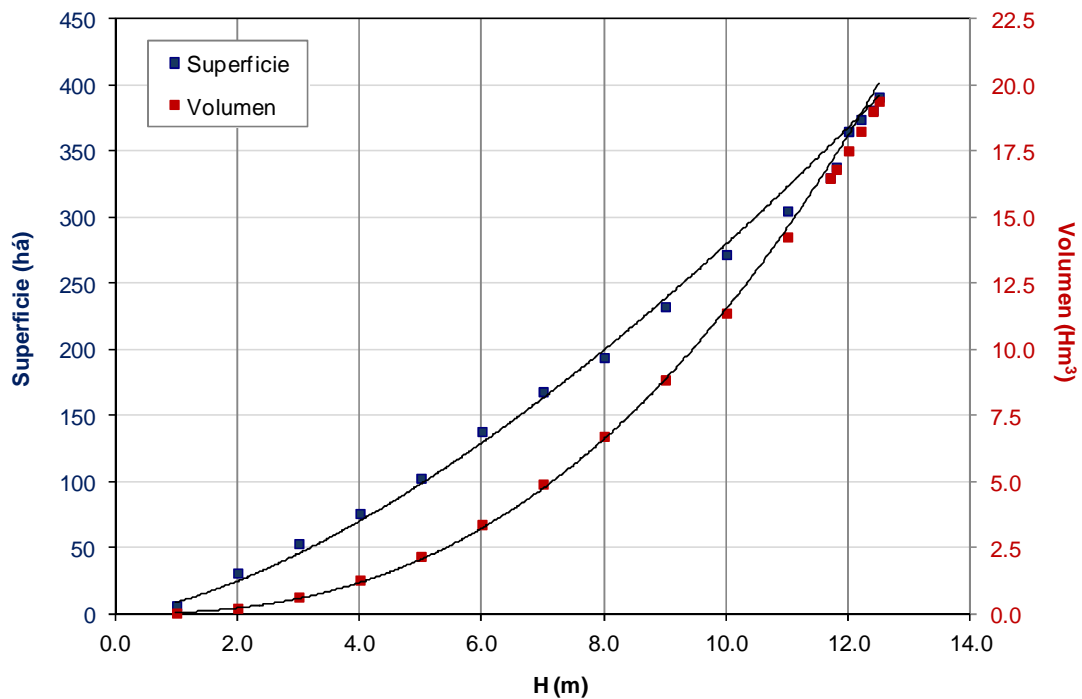


Figura 2-3: Curvas de variación del área inundada y del volumen del embalse en función de la altura de la presa referida al fondo del cauce.

3. INFRAESTRUCTURA EXISTENTE

3.1 DIQUE

El dique, de materiales sueltos, tiene una longitud aproximada de 2100 m y un ancho medio de coronamiento de 5,0 m, con taludes de pendiente 1V:3H y 1V:2H aguas arriba y aguas abajo respectivamente.

La presa cuenta además con un dentellón para minimizar la infiltración por debajo de la presa y un tapiz filtrante al pie del talud de aguas abajo (ver Figura 3-1).

El talud de aguas arriba posee una protección de enrocado contra la acción destructiva de las olas, mientras que el talud de aguas abajo tiene un recubrimiento de tierra vegetal y pasto para protegerlo de la erosión por el viento y el escurrimiento pluvial.

En general el estado del dique es satisfactorio.

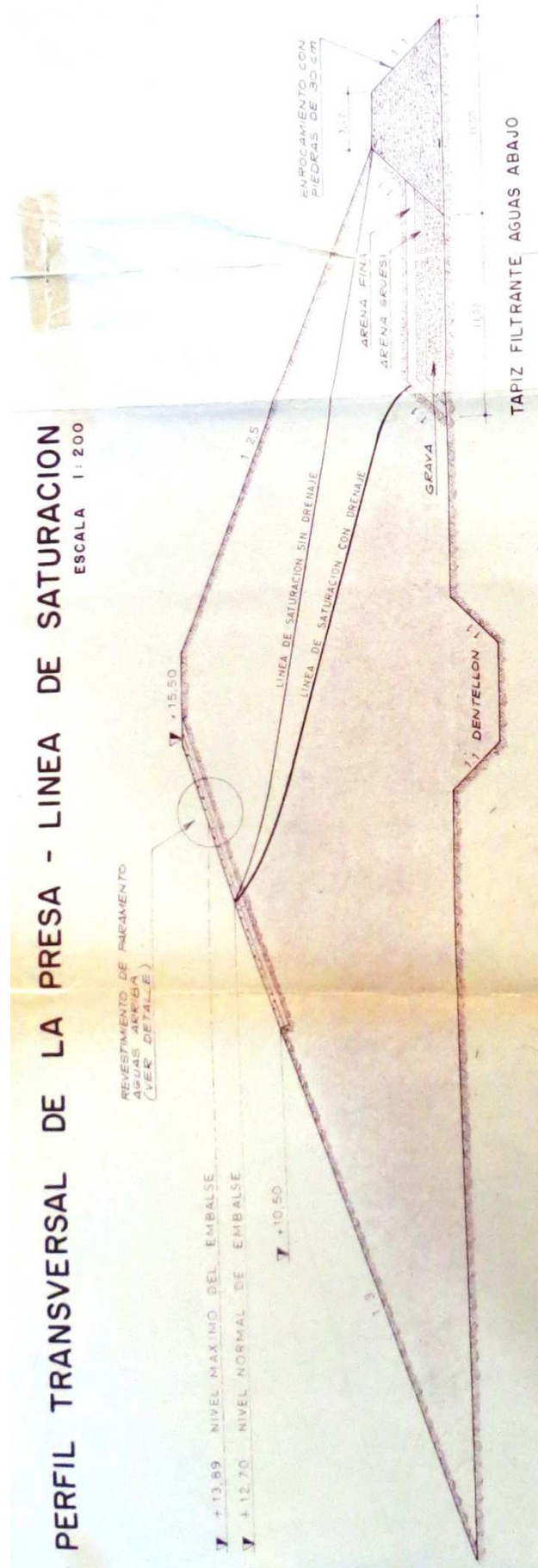


Figura 3-1: Perfil transversal de la presa - Línea de saturación (Plano de proyecto).

3.2 VERTEDERO

La evacuación de excedentes se realiza a través de un vertedero tipo canal ubicado actualmente a cota 13,3 m sobre la margen izquierda (se está tramitando el permiso para subirlo hasta la cota 13,5 m), de 120 m de ancho, que conduce los excedentes hacia el cauce original, aguas abajo de la presa (Figura 3-2).



Figura 3-2: Vertedero tipo canal.

3.3 OBRA DE TOMA

La obra de toma se materializa por dos tuberías de hormigón de 800 mm de diámetro, que atraviesan el cuerpo de la presa, con una longitud aproximada de 87 m. El zampeado de las mismas está situado a cota 2,0 m.

Para regular la salida del agua embalsada hacia aguas abajo de la presa, existe una compuerta de fondo con comando sobre columna. Su operación se realiza desde una torre de toma ubicada aguas arriba, a la cual se accede en bote. Si bien en el proyecto original estaba prevista una pasarela de servicio, finalmente la misma no fue construida (Figura 3-3).

Además cuenta con collarines a lo largo de la conducción, separados 6 m entre sí, para evitar que se generen vías preferenciales de infiltración.

Aguas abajo de la presa, previo a la descarga, existe una torre de equilibrio de hormigón. Luego el agua es conducida hacia el cauce original, por el que circula algunos kilómetros hasta finalmente ingresar en los canales de distribución (Figura 3-4).

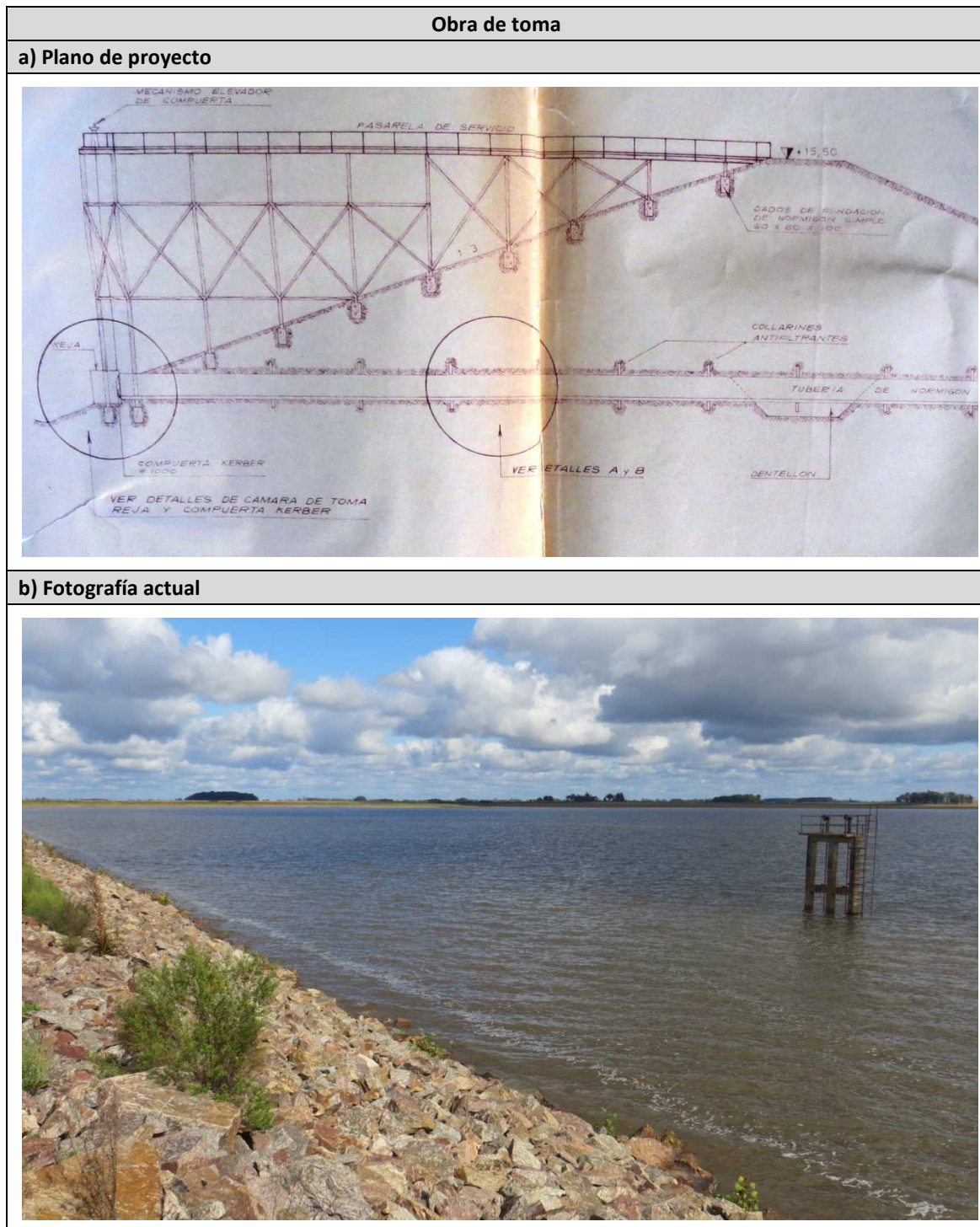


Figura 3-3: Obra de toma y torre de operación de la compuerta de fondo.



Figura 3-4: Descarga de la obra de toma.

4. HIDROLOGÍA

4.1 BALANCE AL EMBALSE

Debido a que en este caso no se dispone de registros históricos de nivel en el embalse ni mediciones de caudal, se realizó una modelación hidrológica con el propósito de ajustar algunos de los datos e hipótesis considerados para el cálculo de la disponibilidad energética media en el estudio de pre-factibilidad presentado en noviembre de 2013.

La modelación consistió en un balance hídrico en el embalse, de paso mensual, considerando por un lado los volúmenes entrantes (escurrimiento en la cuenca y precipitación sobre el embalse) y por el otro los salientes (demanda de agua para riego, evaporación y vertidos), según:

$$V_t = V_{t-1} + V_{esc} + (P - Ev) * A_{emb} - V_r - V_v$$

Donde:

V_t : Volumen almacenado en el mes t

V_{t-1} : Volumen almacenado en el mes $t-1$

V_{esc} : Volumen escurrido en la cuenca en el mes t

P : Precipitación sobre el espejo de agua del embalse en el mes t

Ev : Evaporación en el espejo de agua del embalse en el mes t

A_{emb} : Área del espejo de agua en el mes t

V_v : Volumen vertido en el mes t

V_r : Demanda del embalse en el mes t

Para ello, conocida la geometría del embalse, es necesario estimar el volumen de escurrimiento de aporte de la cuenca, la precipitación y evaporación en el embalse, y la demanda de riego.

4.1.1 CÁLCULO DEL ESCURRIMIENTO MENSUAL MEDIANTE EL MODELO DE TEMEZ

La simulación del proceso precipitación-escurrimiento en la cuenca se realizó mediante el modelo de Temez de paso mensual (Temez, 1977). El mismo reproduce el ciclo hidrológico de manera continua en el tiempo de una manera simple y conceptual, considerando ecuaciones con sentido físico.

Es un modelo de balance hídrico concentrado y de cuatro parámetros: α , I_{max} , CP_0 y $H_{max} = C_{AD} * AD$ donde AD es el agua disponible en el suelo utilizable por el cultivo y C_{AD} un coeficiente que se ajusta en la calibración. En este caso, los valores de los parámetros se consideraron iguales a los obtenidos en la calibración realizada a nivel regional a partir de los datos de escurrimiento mensual registrados en doce subcuencas aforadas de Uruguay (Genta et al., 2001). Dichos valores se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 4-1: Parámetros del modelo de Temez calibrados para Uruguay.

Parámetro	Descripción	Valor
α	Coefficiente de descarga del almacenamiento subterráneo	0,0775 1/día
I_{\max}	Capacidad máxima de infiltración	386 mm
CP_0	Coefficiente adimensionado para calcular la abstracción inicial de lluvia	0,30
H_{\max}	Capacidad máxima de retención del agua en la capa superior del suelo	0,916*AD

Las variables de entrada al modelo y la forma en que fueron estimadas se presentan a continuación.

- **Área de la cuenca:** El área de la cuenca fue determinada a partir de las curvas de nivel cada 10 m de las cartas topográficas del Servicio Geográfico Militar (SGM), escala 1:50.000, utilizando un sistema de información geográfica (SIG), resultando un valor de 6800 há.
- **Agua disponible del suelo:** Para representar la capacidad de almacenamiento de agua del suelo se elaboró el mapa de Agua Potencialmente Disponible Neta (APDN), a partir de la capa "Características Grupos CONEAT" extraída de la Unidad de Agroclima y Sistemas de Información (GRAS) del Instituto Nacional de Investigación Agropecuaria (INIA)¹. El valor medio de agua disponible en la cuenca fue calculado a través de una ponderación por área, resultando un valor de 124 mm.
- **Precipitación y evapotranspiración potencial (ETP):** ver punto 4.1.2.

Para cada año del período de registro, se aplicó el modelo de Temez y se calculó la escurrimiento de cada mes. Luego, los valores de escurrimiento mensual obtenidos se emplearon como datos de entrada para efectuar el balance al embalse.

4.1.2 DATOS METEOROLÓGICOS

Se emplearon los datos diarios de precipitación, evapotranspiración de Penman-Monteith y evaporación de tanque A de la estación experimental "Treinta y Tres" del Instituto Nacional de Investigaciones Agropecuarias (INIA), para el período 1980-2014.

La serie de precipitación mensual fue determinada acumulando mensualmente a partir de los datos diarios.

¹ <http://sig.inia.org.uy/sigras/#InformacionGeografica:suelos>

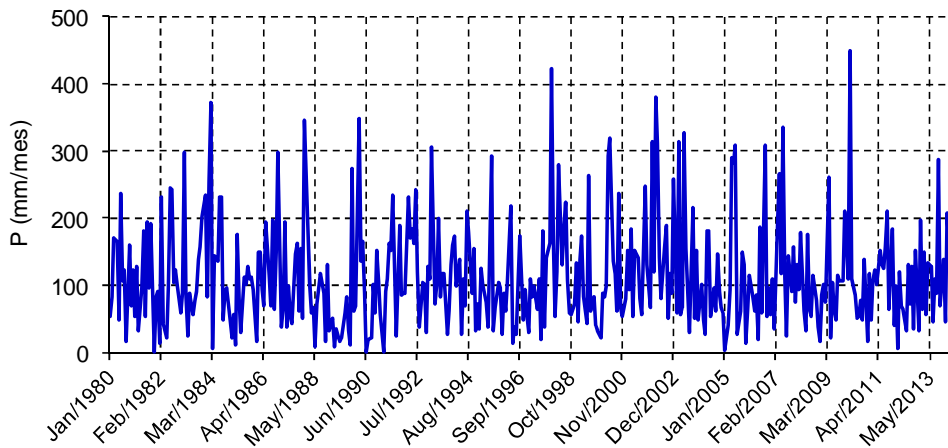


Figura 4-1: Serie histórica de precipitación mensual para el período 1980-2014.

Los ciclos medios anuales de evapotranspiración potencial (ETP) y evaporación en el embalse (Ev) se obtuvieron a partir de los registros diarios. En el caso del ciclo de Ev, se corrigieron dichos valores multiplicando por el coeficiente de tanque (0,70).

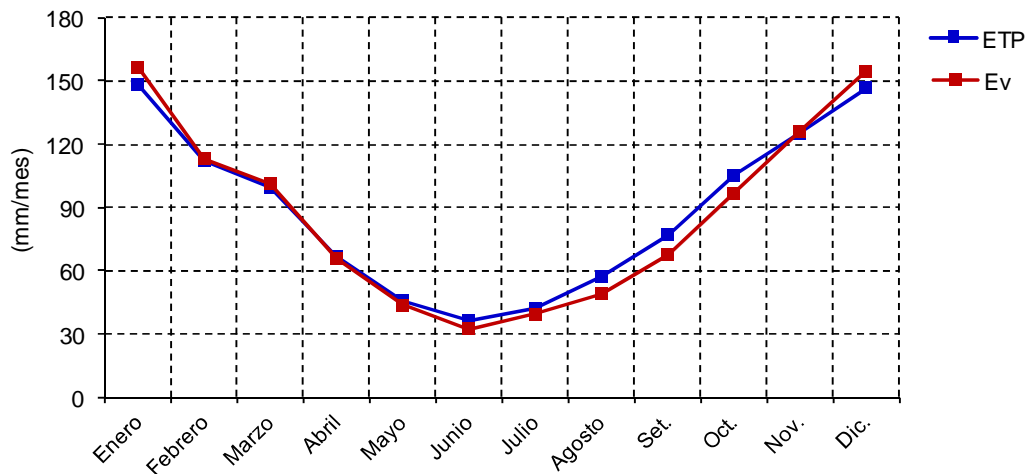


Figura 4-2: Ciclo medio anual de evapotranspiración potencial (ETP) y evaporación en el embalse (Ev).

4.1.3 DEMANDA DE AGUA

A lo largo del año se distinguen dos períodos con protocolos de operación del embalse muy diferentes:

- **Temporada de llenado:** durante los meses de marzo a octubre, cuando el nivel de agua en el embalse supera la cota 13,5 m el excedente comienza a descargar por el vertedero tipo canal. En función del volumen de agua almacenado a fines de octubre, se define el área a regar en la próxima zafra.
- **Temporada de riego:** en general abarca el período comprendido entre noviembre y febrero del año siguiente, con un pico en la demanda entre principios de diciembre y fines de enero.

Debido a que en este caso no se dispone de registros diarios de caudal, el ciclo de riego se estimó a partir del ciclo obtenido para la presa Corrales (en la que sí se dispone de registros diarios), corrigiendo en función del área a regar.

Ambas presas tienen como principal destino el riego de cultivos de arroz, teniendo Corrales una capacidad para atender una superficie de riego de hasta 1.500 há, mientras que para el caso de Los Porongos el área atendida actualmente es de 1400 há (para una cota de vertido de 13,30 m).

En este sentido, considerando que hoy en día se está tramitando permiso para ampliar la represa hasta la cota 13,50 m, se aumentó la superficie a regar de forma tal que la integral de la curva sea aproximadamente el volumen del embalse para dicha cota (19,4 Hm³).

A continuación se presenta el ciclo de riego resultante, con un caudal pico de 2,5 m³/s.

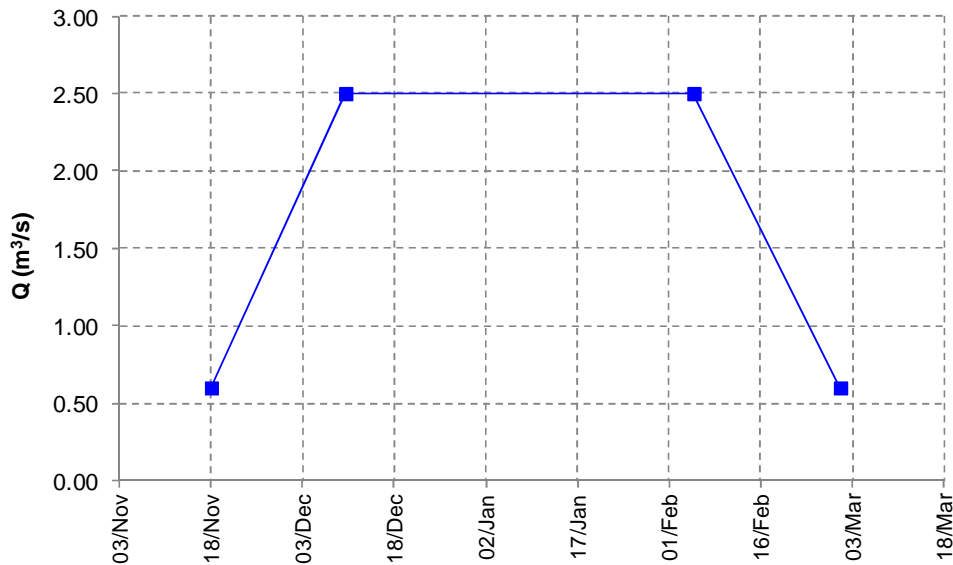


Figura 4-3: Ciclo de riego.

Para calcular la demanda de agua durante la temporada de riego, se acumuló mensualmente a partir del ciclo de riego presentado anteriormente.

En los meses del período de llenado se consideró un caudal ecológico de 0,40 L/s/km², resultando un volumen mensual de 70500 m³.

En la Figura 4-4 se presenta la demanda de agua mensual resultante.

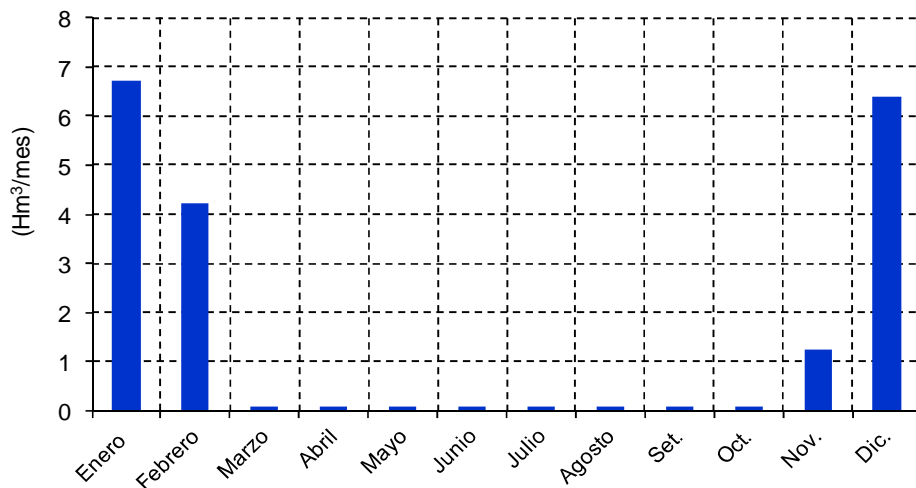


Figura 4-4: Demanda de agua.

4.2 EVOLUCIÓN DE LA COTA DEL EMBALSE

A partir del balance al embalse se halló la evolución de la altura de agua en el mismo, referida a la cota del fondo del cauce, para el período 1980-2014 (Figura 4-5).

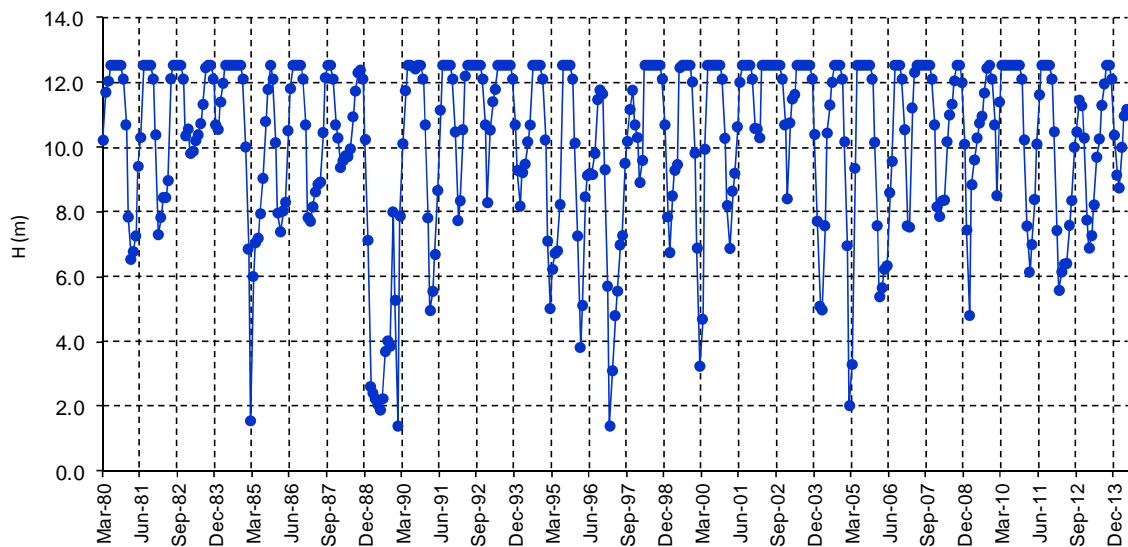


Figura 4-5: Evolución de la altura de agua en el embalse, referida a la cota del fondo del cauce, obtenida a través de una modelación hidrológica para el período 1980-2014.

Con el propósito de validar los resultados obtenidos mediante la modelación hidrológica, se compararon las series simuladas con los registros de nivel disponibles para las zafras de riego 2009-10 y 2010-11 (Figura 4-6). Se observa que los valores modelados son consistentes con los valores medidos.

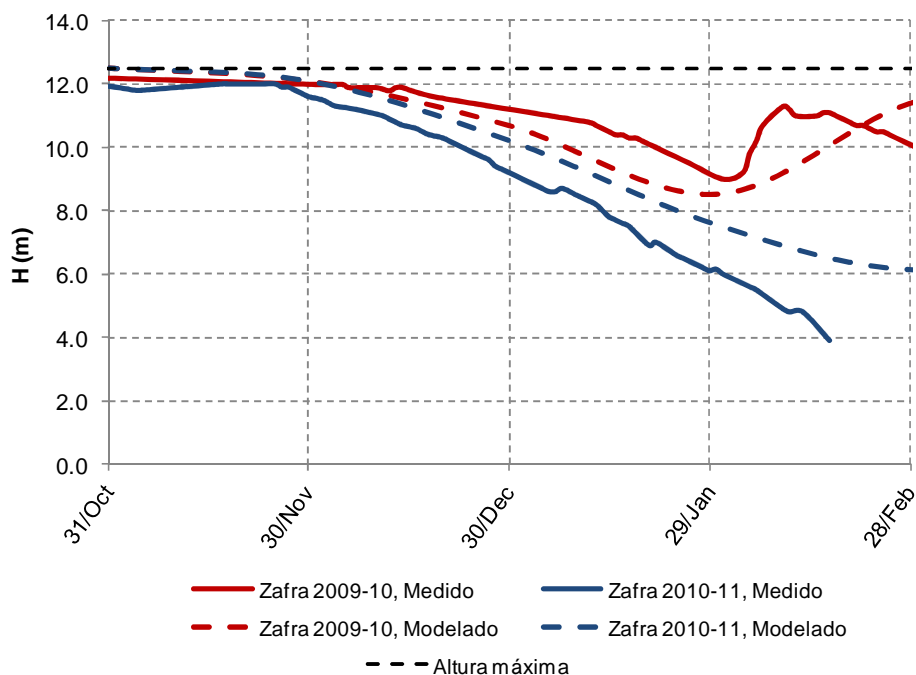


Figura 4-6: Comparación de la altura de agua en el embalse, medida y simulada, durante las zafras de riego 2009-10 y 2010-11.

Luego, se calculó la evolución media de la altura de agua en el embalse para las zafras de riego comprendidas en el período de modelación considerando solamente los años en que se llenó el embalse (Figura 4-6).

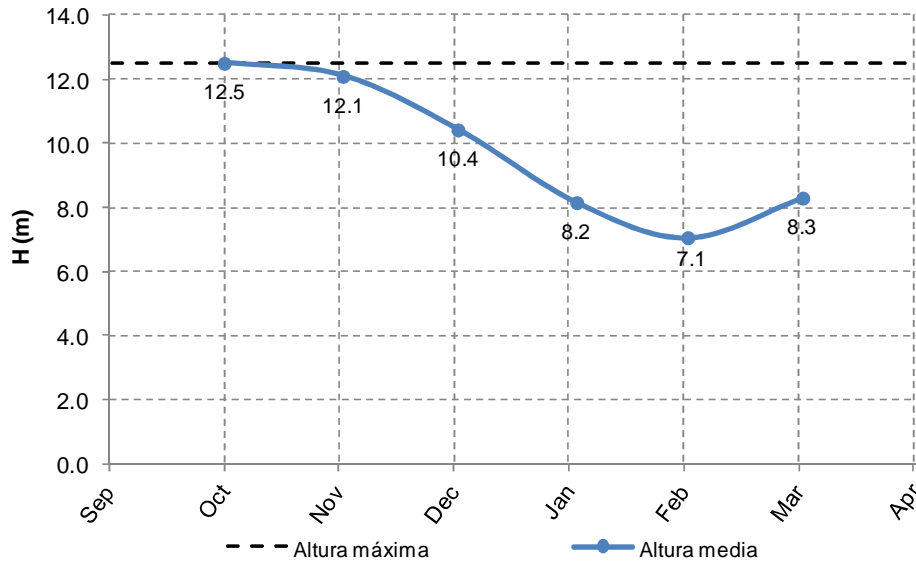


Figura 4-7: Evolución media de la altura de agua en el embalse durante la zafra de riego, referida a la cota del fondo del cauce, obtenida a través de una modelación hidrológica para el período 1980-2014.

4.3 CAUDAL DE PROYECTO

Teniendo en cuenta que el presente proyecto consiste en un emprendimiento multipropósito con uso prioritario de riego y subsidiario de generación, el caudal de operación de la turbina se define como el máximo caudal de riego.

Por lo tanto, en función de lo presentado anteriormente, se adopta **2,50 m³/s** como caudal de proyecto.

4.4 FACTOR DE CAPACIDAD

El factor de capacidad en general se define como la relación entre la energía eléctrica media generada en función de la energía máxima generable, dependiendo de la capacidad instalada, y se relaciona con el tiempo de funcionamiento del generador.

En el caso de la temporada de llenado, en que el equipo electromecánico trabaja en su punto de funcionamiento con caudal de diseño y cota de vertido, el factor de capacidad es efectivamente el tiempo de turbinado y se estimó a partir de la serie modelada del volumen mensual de agua en el embalse para el período 1980-2014 (34 zafras de riego).

En el caso de la temporada de riego, existen diversos factores que inciden en que la energía media generada esté por debajo del potencial dado por la capacidad instalada: variaciones del caudal de funcionamiento por debajo del de diseño durante la zafra de riego, disminución del salto disponible al avanzar la temporada de riego, y que no todos los años se inician con el embalse lleno y por tanto el área a regar y el caudal de funcionamiento máximo es menor al de diseño en dichas temporadas. Se incluye en la definición de factor de capacidad aquí empleada solamente el tercero de los factores

mencionados (volumen de agua disponible al inicio del riego), que también se calculó a partir de la serie modelada del volumen mensual de agua en el embalse para el período 1980-2014 (34 zafra de riego). Los otros dos factores son modelados expresamente.

El factor de capacidad medio global para todo el año, que incluye todos los aspectos anteriormente mencionados para ambas temporadas, es presentado en el capítulo 6.

4.4.1 TEMPORADA DE LLENADO

En el período de llenado sólo se turbinan en condiciones de vertido. Por lo tanto, el factor de capacidad se calculó como el cociente entre los meses en que el embalse estuvo lleno y el número total de meses, considerando solamente los meses de marzo a octubre y aproximando el tiempo de turbinado al 50% del mes (es decir que se turbinaría durante 15 días por cada mes en que se produce vertido)².

$$FC (\text{Llenado}) = \frac{0,50 \times N^{\circ} \text{ de Meses Emb. Lleno}}{N^{\circ} \text{ de Meses Total}}$$

De esta forma se obtuvo un factor de capacidad para la temporada de llenado de 0,23.

Tabla 4-2: Factor de capacidad para la temporada de llenado

Nº de Meses Emb.Lleno	Nº de Meses Total	FC Llenado
127	272	0,23

4.4.2 TEMPORADA DE RIEGO

Durante la temporada de riego el tiempo de turbinado es el tiempo de riego, el cual se asume continuo siguiendo la distribución presentada en la Figura 4-3 que surge de la programación del riego de un conjunto de chacras con distintos tiempos de sembrado, tal cual fue expresado por los operadores del embalse.

Por lo tanto, el factor de capacidad (que, como se dijo, solamente toma en cuenta el factor asociado a la fiabilidad del agua en el embalse al inicio de la temporada) se calculó como el cociente entre el volumen inicial promedio y el volumen máximo del embalse:

$$FC (\text{Riego}) = \frac{\text{Vol. Inicial Emb. Promedio}}{\text{Vol. Máx. Emb}}$$

donde:

Vol. Inicial Emb. Promedio: promedio del volumen del embalse al inicio de cada zafra de riego.

Vol.Máx.Emb: volumen máximo del embalse.

² Debido a que los datos disponibles son de paso mensual, se debió aproximar el tiempo de turbinado en dichas situaciones al 50% del mes.

Los resultados obtenidos (para 34 zafras en total: 1980-81 a 2013-14) se presentan a continuación.

Tabla 4-3: Factor de capacidad para la temporada de riego

Vol.Inicial Promedio (Hm³)	Vol.Máx.Emb (Hm³)	FC Riego
18,4	19,4	0,95

Las consideraciones sobre variaciones en el caudal y altura de funcionamiento en la energía generada durante la temporada de riego se hacen más adelante.

5. POTENCIA A INSTALAR

Salto neto

Debido a la naturaleza multipropósito del proyecto, la altura de funcionamiento está dada por la operación del embalse con fines de riego. Durante la temporada de riego, la cota del lago surge del balance al embalse. En el período de llenado sólo se turбина en condiciones de vertido y por tanto a cota máxima.

Considerando que el NMN (nivel de vertido) del embalse se encuentra a cota 13,5 m (en trámite), el zampeado de la obra de toma está situado a cota 2,0 m y, asumiendo -a partir de la observación en campo- un tirante aguas abajo de 1,0 m, resulta un salto bruto máximo disponible de 10,5 m.

El salto neto surge de restar al salto bruto las pérdidas de carga por fricción en el conducto de presión (pérdidas distribuidas) y las originadas por turbulencias en las compuertas, rejillas, válvulas, etc. (pérdidas localizadas). Considerando el máximo caudal de riego de 2,5 m³/s, una longitud de la toma (de hormigón rugoso) de 87 m y asumiendo un coeficiente global de pérdidas de carga localizadas de 0,5 (en condiciones de 100% de apertura de las compuertas), resulta una pérdida de carga de 1,3 m (13% del salto bruto máximo). Para el cálculo se supuso que el caudal de riego se distribuye uniformemente entre las dos tuberías.

Por lo tanto, el salto neto máximo disponible resulta igual a **9,2 m**.

En la Figura 5-1 se presenta el ciclo medio anual del salto neto disponible, adoptando la altura media de agua en el embalse para los meses de riego (considerando solamente los años en que se llenó el embalse) y la altura a cota de vertido para los meses restantes, y restándole el tirante aguas abajo de la presa (estimado en 1,0 m) y la pérdida de carga calculada anteriormente.

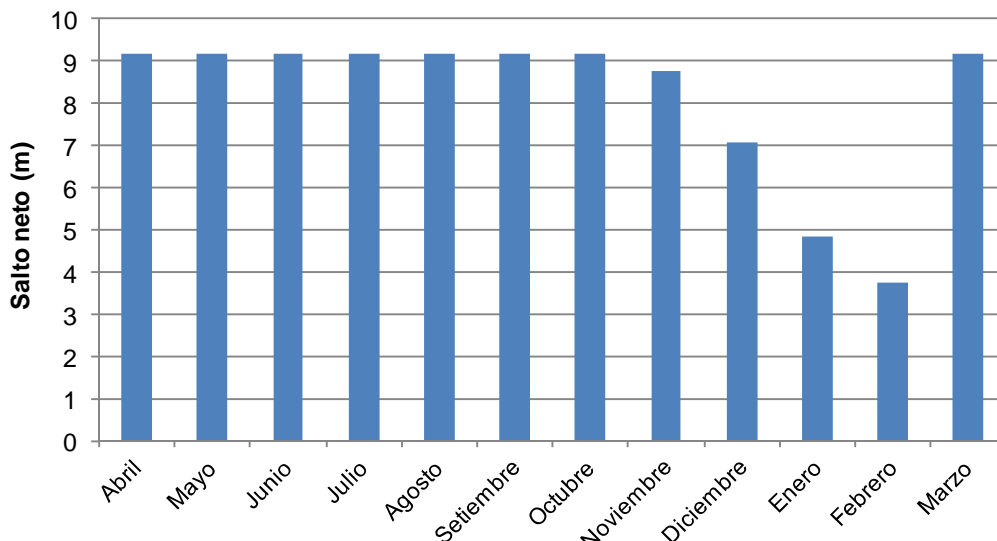


Figura 5-1: Ciclo medio anual del salto neto disponible.

Caudal de proyecto

Como se mencionó anteriormente, el caudal de operación se define como el máximo caudal de riego (2,50 m³/s).

En este caso considerando que el embalse descarga mediante dos tuberías, por lo que se deberán instalar dos turbinas, el caudal de operación de cada una será la mitad del caudal máximo de riego, es decir **1,25 m³/s**.

Por lo tanto, se opta por instalar dos turbinas de las siguientes características nominales cada una:

Tabla 5-1: Punto de funcionamiento de la turbina.

Caudal (m ³ /s)	Salto neto (m)
1,25	9,2

Potencia nominal

Asumiendo un rendimiento típico de 0,85, la potencia instalada total será de **191 kW** (95,5 kW por turbina).

6. ENERGÍA MEDIA ANUAL GENERABLE

Se realizó una estimación de la energía media generable en el embalse para cada temporada (riego y llenado).

En el caso de la temporada de llenado, la misma se determinó a partir de la potencia total instalada (191 kW) y del factor de capacidad para dicha temporada (0,23), resultando un valor de 257 MWh.

En el caso de la temporada de riego, para su cálculo se consideró la evolución media del salto neto disponible según la Figura 5-1 y un caudal de funcionamiento siguiendo la distribución presentada en la Figura 4-3. Ambos ciclos medios están calculados para una zafra de riego que inicia con el embalse lleno, por lo que se introduce el factor de capacidad de la temporada de riego (0,95), de manera de contemplar la fiabilidad del agua en el embalse al inicio de la misma. De esta manera, asumiendo un rendimiento de 0,85, resulta una energía media generable en la temporada de riego de 229 MWh.

Para calcular la energía media anual generable se sumaron las energías a generar en cada temporada, obteniendo un total de **486 MWh** al año.

Finalmente, a partir de la potencia nominal total instalada y de la energía media anual generable, se calculó el factor de capacidad medio global para todo el año (0,29).

A continuación se presentan los resultados obtenidos.

Tabla 6-1: Estimación de la energía media anual generable

Temporada de Riego	
Energía Máx. (MWh)	241
FC Riego	0,95
Energía Media (MWh)	229

Temporada de Llenado	
Energía Máx. (MWh)	1100
FC Llenado	0,23
Energía Media (MWh)	257

Energía Media Anual (MWh)	486
----------------------------------	------------

FC Medio Global	0,29
------------------------	-------------

7. SELECCIÓN DE LA TURBINA

La elección del tipo de turbina se basa en el valor de la velocidad específica referida a la potencia entregada por el rotor, definida según la siguiente expresión (en condiciones de máximo rendimiento):

$$\Omega_p = \frac{N(\text{rad/s}) \cdot P(W)^{1/2}}{\rho \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right)^{1/2} (g(\text{m/s}^2) \cdot H(\text{m}))^{5/4}}$$

Suponiendo una velocidad de giro de 450 rpm y un rendimiento de 0,85, resulta una velocidad específica, para cada turbina, de $\Omega_p = 1,7$, por lo que las turbinas a instalar deberían ser de tipo Francis rápida.

También sería admisible utilizar turbinas axiales a mayor velocidad (500 a 600 rpm); para 600 rpm resulta una velocidad específica, para cada turbina, de $\Omega_p = 2,2$, lo que es coherente con la selección de turbinas axiales.

Tabla 7-1: Velocidad específica referida a la potencia entregada por el rotor

N (rpm)	450	600
Pot (kW)	95,5	95,5
Salto neto (m)	9,2	9,2
Ω_p	1,7	2,2

Considerando que parte del tiempo se turbinará con un salto menor por disminución de la cota del embalse a lo largo de la temporada de riego, se opta por máquinas de tipo axial (ver Anexo).

Cada una incluirá un multiplicador de velocidad de engranajes, que llevará la velocidad de rotación a la requerida por el generador.

8. INSTALACIONES HIDROMECÁNICAS Y OBRA CIVIL NECESARIA

Rejas

Se colocará una reja en la boca de cada toma de agua, para evitar el ingreso de sólidos de tamaño tal que puedan averiar la turbina.

Las rejas serán de barras paralelas (planchuelas) verticales con algunas transversales para lograr rigidez. El espaciado entre barras paralelas de las rejas no deberá ser mayor a la menor distancia entre álabes consecutivos de la turbina, ni mucho menor que ésta. A título tentativo, se estima una separación de 50 mm a 70 mm como adecuada.

Estando razonablemente limpias, la pérdida de carga que introducirán será insignificante. Las rejas deberán poder resistir la carga debida a su total obstrucción.

Válvulas y compuertas

Se instalará una compuerta a la entrada de cada turbina. La función principal de la misma es la de permitir aislar la turbina en caso de tener que desmontarla o efectuar tareas de mantenimiento en ella.

Deberán soportar 1,5 veces la presión total máxima y poder cerrar incluso cuando fluye el caudal máximo.

Sin perjuicio de esas compuertas, se mantendrán las existentes en la cabecera de las tuberías forzadas, para permitir acceso a los conductos de presión.

Sala de turbina y tubería de aspiración

Un ejemplo de turbina adecuada se muestra en la Figura 8-1. En la descarga de cada ducto de 0,8 m de diámetro se colocará una pieza de adaptación de chapa, a la sección de entrada a la respectiva turbina que se suministre.

Requerirá reconstruir (más profunda) la losa en la descarga (ver Figura 8-2a) y prever una cámara inferior estanca donde se alojarán las turbinas con sus sistemas de regulación del distribuidor y los codos previos a los difusores de descarga (ver esquema en la Figura 8-3). El zampeado de dicha cámara estará aproximadamente 3,5 m por debajo del eje de los ductos de la obra de toma. La inspección del sitio sugiere que tal obra no implica dificultades significativas.

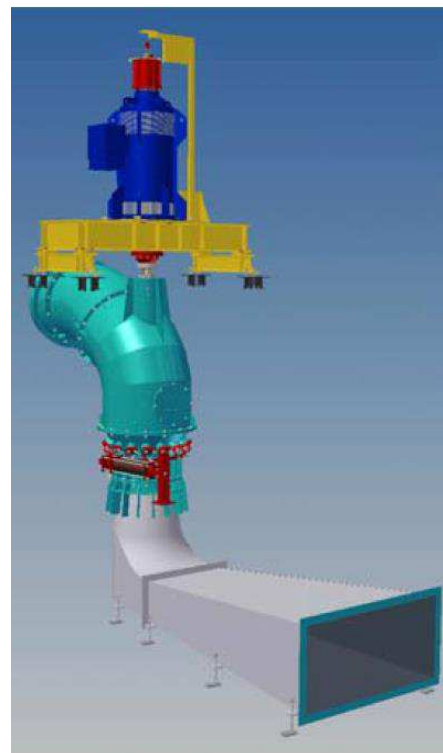


Figura 8-1:: Turbina axial de eje vertical³.

³ Andritz, Austria, modelo ADVG.

Dicha cámara tendrá un cerramiento superior que alojará los alternadores y los tableros de mando y control. Se estima suficiente un recinto de 50 m². El área sobre la actual losa de descarga (ver Figura 8-2b) es más que suficiente para albergar dicho recinto.



Figura 8-2: Losa de descarga existente.

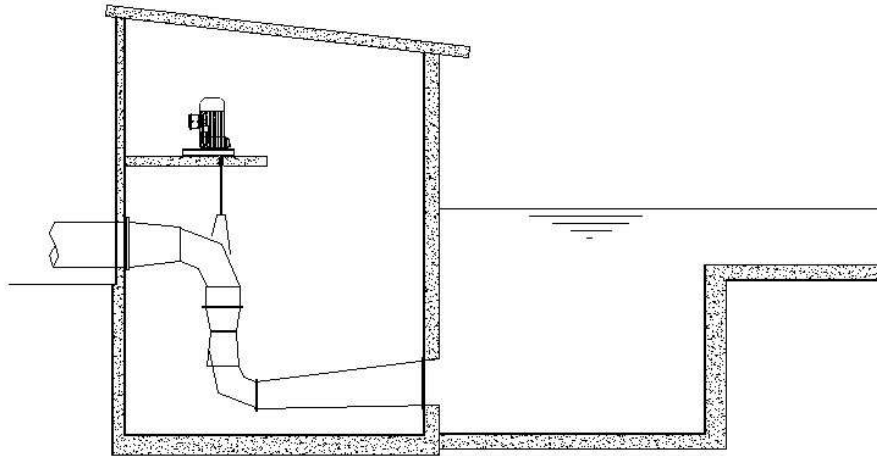


Figura 8-3: Cámara de turbina.

El conjunto de la cámara y el cerramiento superior constituirá la sala de máquinas, que deberá ser cerrada y protegida contra vandalismos. Se accederá a ella desde la margen derecha, aguas abajo de la presa.

Las tuberías de aspiración de las turbinas serán suministradas (y ensayadas) junto con éstas. A su salida, habrá una losa de hormigón que conducirá el agua hasta el canal de riego. La descarga en éste será a una distancia aguas abajo de la presa de tierra que no comprometa la estabilidad e integridad de ésta.

Una vez resuelta la realización del emprendimiento, se podrán buscar alternativas (por ejemplo, de tipo S de eje horizontal, o de eje inclinado) que requieran menor profundización. En todos los casos será preferible el modelo que tenga el alternador y los sistemas de control a mayor altura.

Sistemas de izaje

Las obras civiles preverán la manera de izar y retirar los equipos de la central.

Los equipos más pesados serán los generadores, para cuyo peso se diseñarán los equipos de izaje. Los pesos exactos se conocerán una vez se haya concretado la compra de los equipos de generación. No obstante, a continuación se realizan algunas estimaciones preliminares en base a datos genéricos:

- Turbina (parte metálica), incluyendo rotor, carcasa, sistema de regulación y eje: 1,5 T.
- Generador, con su base: 1,8 T.

La sala de máquinas preverá columnas y en éstas apoyo para un polipasto o aparejo capaz de elevar 4 T. El aparejo se podrá movilizar hasta encima de todos los puntos de izaje necesarios y se extenderá hasta donde puedan ingresar equipos de movimiento de las cargas pesadas (camiones, chatas, autolevadores).

Filtraciones y drenes

Se preverá también conducción por gravedad de drenes de sustancias no admisibles en el curso o canales, o de eventuales filtraciones que ocurran en la sala de máquinas, al terreno aguas abajo, donde se canalizará hacia un sitio de disposición final. Esta

canalización deberá poder ser desviada a una fosa impermeabilizada si se detectara el derrame de hidrocarburos o efluentes no admitidos por el terreno circundante o por el sistema de riego.

Protección contra incendios

Se deberá disponer en la sala de máquinas de equipos de protección contra incendios; mínimamente, un conjunto de extintores de agente de extinción y capacidad adecuados a los fuegos que puedan producirse. A cuenta del asesoramiento de la Dirección Nacional de Bomberos (DNB), cabe pensar en que, contiguo a tableros e instalaciones de comando y control, y próximo al alternador, haya extintores portátiles de polvo ABC de 8 kg. Si los tableros estuvieran razonablemente confinados, puede utilizarse allí extintores de Dióxido de Carbono de 3,5 kg. O, si la sala de máquinas y cámara de turbina estuvieran cerradas, sin corrientes de aire, puede ser adecuado un sistema estático de inundación de dióxido de carbono.

9. INSTALACIONES ELÉCTRICAS

Instalaciones de potencia

Las instalaciones eléctricas de potencia estarán constituidas por:

- Los generadores o alternadores; serán suministrado conjuntamente con las turbinas.
- El transformador de potencia, para elevar desde la tensión nominal de los generadores hasta la tensión de la red interconectada nacional en el punto de conexión a ésta (15 kV).
- Los dispositivos de accionamiento y protección eléctricos.
- Las líneas de transmisión desde la planta hasta el punto de conexión a la red interconectada nacional.
- Los dispositivos de medición y control.
- Los dispositivos de medición de magnitudes eléctricas.
- Los sistemas de comunicaciones.

Alternadores

Los generadores estarán directamente conectados a las turbinas, con una transmisión de engranajes. Tendrán las siguientes características:

- Asíncronos, trifásicos, con rotor en jaula de ardilla; aislación clase F, calentamiento admisible compatible con aislación clase B.
- Potencia nominal de cada uno: 100 kVA (o algo superior).
- Voltaje nominal: 380 V o 660 V.
- Número de pares de polos: 4 ó 6.
- La aislación será de clase F; el calentamiento admitido será compatible con aislación clase B (Norma IEC 60076-3).
- Deberán estar diseñados y construidos de manera de soportar sin daño la velocidad de embalamiento admitida para las turbinas, en forma permanente.

Transformación

El transformador tendrá las siguientes características:

- Trifásico, tipo Dyn 11, para instalación exterior.
- Potencia: 250 kVA, en servicio continuo.
- Tipo ONAN (aceite exento de PCB).
- Aislación clase F.
- Relación de transformación: tensión nominal de generadores / 15 kV.
- Incorporará maneras de compensar las variaciones de volumen de aceite (tanque de expansión y respiración con sílica-gel, o protección equivalente).

El transformador será instalado sobre columnas de hormigón, con herrajes adecuados de soporte de acuerdo a la Normativa de UTE.

Un tablero metálico en la sala de máquinas contendrá los dispositivos de comando y protección.

Un tablero metálico en nicho, accesible a la lectura sin ingresar a la sala de máquinas, contendrá los dispositivos de medición de energía generada. Podrá estar en lo alto de la presa, al costado del camino.

Disyuntores, seccionadores, protecciones

Para cada alternador, habrá un disyuntor trifásico (interruptor termomagnético de caja moldeada) y seccionador trifásico antes del transformador; luego de éste, a la tensión de salida (15 kV), un interruptor de media tensión en vacío y un seccionador.

Los interruptores deberán ser seleccionados para la corriente nominal (estimado 100 A en 660 V) y la tensión de la parte del circuito a la cual correspondan, para 50 Hz. Deberán permitir la reconexión automática, con posibilidad de selección del tiempo de reconexión.

Los seccionadores serán de apertura sin carga, para aislación total y segura de los circuitos. Podrán incluir fusibles; en este caso, se deberá cuidar la selectividad con las corrientes de disparo por cortocircuito de los disyuntores.

Habrán protecciones contra:

- Descargas atmosféricas: se usarán pararrayos tipo Franklin o análogos (no de tipo radiactivo) sobre columnas de al menos 15m; su número y altura serán tales que protejan toda el área en la cual haya instalaciones o pueda transitar gente. Se usarán conductores a tierra de dimensiones aceptadas por la normativa de UTE (no menores a 50mm); las uniones deberán ser realizadas por métodos aluminotérmicos o que resulten en empalme análogo; la tierra artificial deberá ser de tipo y dimensiones aprobados por UTE, con resistencia a tierra no mayor a 4Ω .
- Generación diferencial de cada alternador.
- Sobre-voltajes o voltajes residuales, de la instalación principal o de los condensadores.

Líneas de transmisión

La conexión de la central hidroeléctrica a la red se hará en consulta con los servicios técnicos de UTE, los que indicarán el lugar más adecuado en las cercanías. Estos verificarán que no se produzcan problemas de sobrecarga en líneas ya existentes ni en transformadores de transmisión, y que los eventos en la central hidroeléctrica no produzcan perturbaciones inadmisibles a la red. Además, se podrá estimar la potencia de cortocircuito para la selección de disyuntores.

Sin perjuicio de ello, y a los efectos de estimar el costo del tendido eléctrico, se identificó la línea de 15/6 kV existente más cercana y se propuso un trazado tentativo, evitando atravesar predios y bordeando caminos y/o alambrados. En la Figura 9-1 se

presenta el trazado propuesto (en color amarillo) hasta la línea de 15 kV existente (en color blanco).



Figura 9-1: Tendido tentativo de la línea de energía eléctrica.

La línea se realizará según lo dispuesto en el Manual de Líneas Aéreas de UTE, de acuerdo a los siguientes lineamientos:

- Se subirá, directamente, del transformador elevador y sus dispositivos de salida a línea aérea.
- Para la línea eléctrica se utilizarán postes de madera de 10,5 m; la utilización de hilo de guarda será consultada con UTE.
- Los conductores serán de aluminio, cableados, de aluminio con alma de acero (tipo ACSR), de sección $50 \text{ mm}^2/8\text{mm}^2$. Deberá cumplir con las especificaciones de UTE que correspondan.

Medición, comando y control, sistema de control

En la propia sala de máquinas, a mayor cota que la máxima admisible por inundación, se ubicarán los tableros de baja tensión y paneles de operación:

- Protecciones de los generadores
- Tableros de control y automatismos
- Condensadores
- Medida.

Habrán un panel de instrumentos, donde se indicarán los valores de las variables generales de la planta generadora y de los grupos turbina/alternador. Se incluirán cuenta-horas e indicadores de secuencia de fases.

Las variables principales de operación serán medidas mediante instrumentos que tengan las siguientes características:

- Tendrán indicación local, en panel, de los valores de las variables.
- Tendrán una salida normalizada (por ejemplo, lineal entre 4 y 20 mA) que permita llevar las señales a un sistema de control y transmisión de datos
- Serán factibles de ser calibrados en el país o la región.
- Tendrán precisiones adecuadas a las variables a medir, como los que se indica a continuación o mejores:
 - Presión y niveles: $\pm 2,5\%$ FS
 - Potencia generada (activa y reactiva): $\pm 2,5\%$ FS
 - Voltaje: $\pm 1,5\%$ FS
 - Velocidad de rotación: $\pm 1\%$
 - Corriente en todas las fases: $\pm 1,5\%$ FS
 - Fasímetros: $\pm 1,5\%$ FS (90°).

Todos los datos de operación serán medidos con una frecuencia a definir según la importancia que se le asigne y el uso pretendido de la información. Los valores medidos digitalmente quedarán almacenados en una memoria física, con respaldo adecuado, que permita acceder rápidamente a la información del último año, por lo menos. Sin perjuicio de ello, la información de mayor antigüedad quedará almacenada y respaldada en algún otro medio que permita su reconstrucción en caso de ser necesario.

En particular, quedarán registrados todos los eventos que marquen una discontinuidad fuerte en las variables: arranques, detenciones, fallas, accionamientos intencionales de órganos de control, indisponibilidad de algún servicio importante, etc.

Los sistemas de control deberán ser inmunes ante interferencias electromagnéticas, así como protegidos contra sobretensiones provenientes de la red, de los equipos de generación o de descargas atmosféricas. Se incluye la inmunidad contra los fenómenos eléctricos transitorios derivados de las maniobras usuales de arranque, detención, puesta en red, retiro de la red.

El sistema de comando y control deberá poder ser configurable para actuar en distintas modalidades:

- O bien sólo mostrando y registrando (local y remotamente) los valores de las variables y situaciones de alarma; la operación debería ser local
- O bien, además de lo anterior, permitiendo telecomandar desde un centro de control no contiguo sometido a restricciones pre-programadas
- O bien permitir una gestión totalmente automática en función de consignas previamente introducidas al sistema; éste decidiría cuándo comenzar o detener

la generación, realizaría las maniobras completas de entrada y salida en generación, controlaría las condiciones de seguridad hidráulicas y eléctricas y tomaría medidas en caso de sobrepasarse límites preestablecidos.

Durante las primeras etapas de funcionamiento se adoptará la primera modalidad, al cabo de un tiempo podrá pensarse en pasar a la segunda modalidad.

El acceso al sistema de comando y control en caso de adoptarse la segunda o tercera modalidad se realizará mediante contraseñas (passwords). Se podrá definir distintos niveles de acceso para distintos usuarios, al menos:

- Sólo lectura, incluyendo la posibilidad de generar reportes en formato de planilla configurable.
- Lectura y actuación.
- Lectura, actuación, programación y modificación de consignas.

Alarmas y disparos

Se dispondrá de detectores para, por lo menos, las magnitudes que se indican a continuación:

- Nivel del embalse.
- Nivel del canal aguas abajo.
- Velocidad de rotación o frecuencia de la energía generada.
- Sobrecorrientes en generador.
- Fallas a tierra en generador.
- Subtensión o sobretensión.
- Potencia en sentido inverso.

Las primeras cuatro magnitudes tendrán definidos e incorporados al sistema de comando y control dos niveles cada una: alarma y disparo. Las demás, tendrán definido un nivel al llegar al cual se provocará un disparo inmediato que deje las máquinas y operaciones en condición de seguridad.

Sistema de comunicaciones

Habrá un sistema de transmisión de los datos de operación mediante tecnología GSM o superior. Se preverá, de ser necesario en la zona, la instalación de una antena para garantizar la cobertura. Se preverá la posibilidad de cambio de tecnología de transmisión con un mínimo de sustituciones de equipos o partes.

Deberá incluirse la posibilidad de enviar señales (llamadas o mensajes), en caso de situaciones definidas como “de alarma”, a teléfonos celulares.

Iluminación

Habrá iluminación perimetral, que se podrá encender remotamente o desde el ingreso al predio de la central. Estará constituida por iluminación fluorescente o de LEDs, sobre columnas de al menos 6 m de altura, en cantidad y disposición tales que permitan

iluminar todos los lugares que necesiten ser recorridos para supervisión, control o búsqueda de fallas.

En el interior de la sala de máquinas y de la subestación habrá iluminación cenital de tipo fluorescente o de LEDs que permitan una clara visión de los instrumentos y de los sitios de acciones de operación y mantenimiento.

Habrá, además, un sistema de iluminación de emergencia accionado por baterías, tanto en el exterior como en el interior de la planta. Se preferirá que sea de CC.

Baterías

Un banco de baterías de capacidad mínima 360Ah permitirá el almacenamiento energético para la operación de los servicios esenciales cuando no se esté generando. Incorporará un cargador de punto flotante que las mantenga permanentemente cargadas.

Estos servicios esenciales incluirán, al menos:

- Iluminación de emergencia en caso de falla de la generación propia o de la conexión con la red.
- Accionamiento de los principales sistemas de aislación eléctrica.
- Operación de los sistemas de comunicaciones de voz y datos principales.

10. PROYECTO EJECUTIVO, CONSTRUCCIÓN, MONTAJE

Proyecto ejecutivo

El proyecto ejecutivo llegará al nivel de detalle necesario para que la empresa encargada de la construcción de la caminería, sala de máquinas, subestación elevadora y demás instalaciones, así como la encargada del montaje de los equipos electromecánicos, tengan todos los elementos de juicio para poder realizarlos sin necesidad de resolver detalles de mediano o gran porte. Eventuales detalles menores podrán ser resueltos durante el desarrollo de las obras, de lo cual deberá quedar constancia.

El proyecto ejecutivo se expresará mediante un conjunto completo de planos junto con una o más memorias descriptivas. Una vez finalizada la obra, realizados los ensayos y puesta en operación, se deberá realizar los planos “conforme a obra” donde se refleje la obra en su diseño y construcción definitivos. Deberá incluir:

Planos, esquemas y hojas de datos:

- Planos de implantación general.
- Plano de la sala de máquinas.
- Planos de cimentación.
- Esquemas de los circuitos eléctricos.
- Esquema de regulación y control.
- Lista de los instrumentos eléctricos.
- Manuales de instrumentos eléctricos con su descripción y gráficos de detalles.

Cronograma tentativo de obras

Se estima un plazo de un año entre gestiones, búsqueda de financiación, realización de proyecto ejecutivo, ocho meses puede tomar la gestión de los suministros y la contratación de empresa de obras civiles y montajes, y diez meses adicionales la construcción, montaje y ensayos. En total, se estima un plazo de 2,5 años a partir de la decisión firme de realizar el emprendimiento.

Las incertidumbres principales respecto a los tiempos indicados se relacionan con la fabricación y despacho de los equipos electromecánicos: no siempre las fábricas de turbinas pueden realizar una entrega inmediata.

Realización de la construcción civil

Las siguientes obras podrán ser realizadas por empresas nacionales, de las cuales hay cantidad suficiente para poder realizar procedimientos competitivos para su adjudicación:

Tabla 10-1: Realización de la construcción civil

Obra	Tipo de empresa
Caminería de acceso	De obras, nacional
Obrador	De obras, nacional
Nivelación de terrenos	De obras, nacional
Sala de máquinas	De obras, nacional
Transformador y Líneas de media tensión	De obras/montajes eléctricos, nacional
Predio (cercado, iluminación)	De obras, nacional

Actualmente, los ductos de la obra de toma trabajan casi sin presión pues el control hidráulico se ejerce desde la compuerta de aguas arriba. Con la opción de colocar la turbina aguas abajo, el ducto pasa a trabajar presurizado. Esto representa un riesgo mayor de filtraciones desde el ducto al cuerpo de la presa en una zona delicada para aparición de líneas preferenciales de filtración desde el embalse. Será necesario, entoces, inspeccionar y eventualmente acondicionar el mismo desde su interior.

Montaje de equipos electro-mecánicos

El montaje de turbinas y generadores, así como de sus instalaciones accesorias principales (tubos de aspiración, celdas y transformador), serán supervisados por técnicos de las firmas suministradoras que corresponda. Serán realizados utilizando maquinaria de transporte, elevación y posicionamiento que aseguren un montaje a la vez preciso y sin esfuerzos innecesarios, en condiciones de seguridad para el personal.

Los generadores serán montados conjuntamente con las turbinas. El montaje del transformador es relativamente independiente tanto en el tiempo como en el espacio de los generadores, así como de las obras civiles.

También el montaje de las líneas de transmisión puede ser realizado en cualquier tiempo, independientemente de los demás montajes. Convendrá adelantarlos en el tiempo para disponer de energía eléctrica en obra cuanto antes.

Tabla 10-2: Montaje de equipos electro-mecánicos

Obra	Tipo de empresa
Suministro turbinas	Fábrica especializada, extranjera
Suministro alternadores	Fábrica especializada, extranjera
Suministro transformador	Fábrica nacional
Suministro celdas y equipos eléctricos	Fábrica extranjera, o representante nacional
Montaje turbinas y generadores	Fábrica/montajista nacional
Ensayos	Empresa de montajes nacional, supervisión de fábrica

Ensayos y puesta en marcha

Los ensayos de los equipos serán realizados en laboratorio o in-situ, de acuerdo a lo que se decida.

Las turbinas se deberán ensayar in-situ, para lo cual se podrán usar los criterios y metodologías de ensayo de la Norma IEC 62006, en la medida que sean necesarios para verificar las condiciones contractuales. Cuando todos los ensayos que exige esta

norma, indicados como “Clase A - Programa de ensayos normal”⁴, estén realizados y sus resultados sean satisfactorios, se podrá considerar que la instalación está pronta para comenzar la producción comercial de energía eléctrica.

Se requerirá de todos los suministradores (empresa de obras civiles, proveedores de equipos electromecánicos, proveedores y montajistas de sistemas de protección y control) la entrega de información completa sobre sus suministros.

Se deberá incluir relevamientos realizados, planos “conforme a obra”, instrucciones de operación y mantenimiento, calibraciones de los instrumentos, resultados de ensayos.

La información relativa a la operación y mantenimiento deberá quedar tanto en formato digital como en papel debidamente encuadernado.

⁴ 1) Ensayos de seguridad: ensayos en seco, dispositivos de cierre, funcionamiento de cojinetes, parada de emergencia en vacío, protecciones eléctricas, sobrevelocidad, sobrepresión, disparo de emergencia, rechazo de carga.
2) Ensayos de funcionamiento y fiabilidad: temperatura de las partes giratorias, sistema de control de velocidad, conjugación si corresponde.
3) Garantías y ensayos de prestaciones: potencia máxima de salida del generador en función del salto neto.

11. GESTIONES

Autorizaciones

Solicitud de autorización de nueva generación

Se deberá solicitar ante el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) una autorización para nueva generación.

Los detalles de la presentación están descritos en la “Guía para la solicitud de autorización de nueva generación”, disponible en:

<http://www.miem.gub.uy/web/energia/tramites-y-servicios/energia-electricay-servicios/energia-electrica>

Solicitud de autorización ambiental

Por su índole, el presente proyecto de generación no tiene ninguna de las características que, de acuerdo al Decreto 349/05 del 21 de setiembre de 2005, harían obligatoria la obtención de una Autorización Ambiental Previa.

Comercialización de la energía

La energía será entregada a la red interconectada nacional.

Se deberá gestionar con UTE:

- El punto más adecuado de conexión a la red, atendiendo a las demandas y corrientes circulantes, las potencias de cortocircuito en cada punto, la robustez de las líneas cercanas y su necesidad o no de ampliación, etc.
- Los precios de la energía a entregar. Se preferirá un régimen de precios que contemple la discriminación horaria, con valores que puedan ser actualizados cuando cambien mucho las condiciones del mercado (valores de la energía en el mercado nacional y regional, necesidades de energía del sistema, etc.).
- Las condiciones de despacho de la energía, autodespachada o integrada en el sistema nacional de despacho de carga a cargo de ADME.

12. OPERACIÓN

Período de prueba

Se podrá acordar un período de prueba, durante el cual el constructor del o de los equipos controlará su funcionamiento y se realizarán las correcciones y ajustes necesarios.

Mantenimiento

El mantenimiento de la central tendrá tres aspectos: correctivo, preventivo y basado en la condición.

El mantenimiento preventivo será realizado por los operarios de la atención diaria. Consistirá en realizar las tareas de lubricación, limpieza y ajuste que sean indicados por los fabricantes de los equipos.

La operativa del mantenimiento debe incluir el registro y análisis de incidencias.

Las operaciones de mantenimiento deben incluir además:

- Control de almacenamiento de repuestos.
- Verificación de las condiciones de los repuestos y de su apropiada intercambiabilidad con las piezas ya montadas.
- Pruebas periódicas de dispositivos de seguridad y válvulas.
- Vigilancia de las obras civiles.
- Mantenimiento de la caminería de acceso.

Personal y servicios requeridos

Se deberá contar con personal capacitado para desarrollar las tareas de operación y mantenimiento; además de la capacitación adecuada, deberá tener acceso a la documentación necesaria para realizarlas. Este personal no deberá necesariamente estar presente todo el tiempo, pero deberá poder intervenir cuando sea necesario, ya sea para maniobras de rutina como para intervenciones correctivas.

Se deberá prever las contrataciones siguientes:

- Calibración de instrumentos, con periodicidad dependiente del instrumento.
- Servicio de mantenimiento, corrección de fallas, adaptación y actualización de los software y demás sistemas de control y comunicación.
- Suministro de energía eléctrica de UTE, mediante reductora trifásica a 380 V (Y+n).
- Servicios de comunicaciones.
- Revisión periódica de los sistemas de protección contra incendios.

13. ANÁLISIS ECONÓMICO

13.1 COSTOS DE INVERSIÓN

Dentro de los costos de inversión se incluyeron:

- Costo del equipo electromecánico y obras civiles anexas.
- Costo del tendido de la línea de energía eléctrica y puesto de conexión.

Cabe destacar que, en este caso por tratarse de una PCH a implementarse en una presa ya existente, no se incluyó el costo de la obra civil (presa y vertedero) ni el costo de expropiación de las tierras a inundar.

Equipo electromecánico

Para definir el costo del equipo electromecánico se realizó una extensa revisión de la bibliografía e información disponible para proyectos hidroeléctricos de pequeña escala, tanto a nivel mundial como local. Se detecta una disminución del costo por unidad de potencia instalada a medida que aumenta la capacidad de los equipos, aunque la dispersión es muy amplia, producto de la diversidad de proyectos hidroeléctricos y las oportunidades y limitaciones específicas de cada sitio.

A partir de la información disponible se llegó a que los costos de instalación de una PCH en Uruguay varían entre 1000 y 3.000 USD/kW en los casos en donde la represa ya está construida con otro fin y solamente falta instalar el equipamiento electromecánico y el sistema eléctrico.

En los capítulos anteriores se discute el tipo de turbina a instalar y se presenta una cotización recibida. Sin embargo, a los efectos del análisis económico se mantiene un rango amplio de precios para el equipamiento electromecánico, alrededor del valor de referencia de 1.750 USD/kW. Como se elabora en mayor profundidad en el documento "*Barreras para la Incorporación de las PCH en Uruguay*", la ausencia de un mercado local y la pequeña escala de los emprendimientos dificultan la determinación de precios. Además, el precio se ve muy influido por los estudios particulares necesarios para la selección exacta de la turbina y su diseño, por el asesoramiento para su montaje, que puede involucrar presencia de técnicos extranjeros y por los ensayos de aceptación que se decida realizar. En dicho documento se sugieren también posibles medidas para sortear esta limitante.

Tendido de la línea de energía eléctrica

A partir del trazado tentativo propuesto (ver sección 9) y en base a la información brindada por UTE (Tabla 13-1), se calculó el costo del tendido eléctrico y del puesto de conexión.

Tabla 13-1: Costos de conexión a la red (Fuente: UTE).

Tipo de conductor	Sección (mm ²)	Costo estimado (USD/km)
ACSR	50/8	26.000
ACSR	95/15	33.000
+ Puesto de conexión USD 50.000		

Obs: Costos válidos para líneas aéreas de 15/6 kV con postes de madera, implantadas en suelos sin dificultades especiales para hincar los postes.

Si bien el costo del puesto de conexión según UTE es de 50.000 USD, para el mismo se consideró un valor de 30.000 USD, por entenderse que la baja potencia de este emprendimiento hace suficiente un puesto de transformación de características simples, a la intemperie, sobre columnas, y con las celdas y dispositivos de comando y control en la sala de máquinas.

Costo total

A partir de la potencia instalada y de las características y extensión del tendido eléctrico se estimó el costo de inversión, según:

$$\text{Costo de inversión (USD)} = 1.750 \text{ USD/kW} * \text{Potencia} + 26.000 \text{ USD/km} * \text{Distancia} + \text{USD } 30.000$$

Tabla 13-2: Costo de inversión.

Potencia instalada (kW)	191
Costo del equipo electromecánico (USD)	334.250
Distancia a la red (km)	6,0
Costo del tendido eléctrico + Conexión (USD)	186.000
Costo de inversión (USD)	520.250

13.2 PRECIO DE LA ENERGÍA

Como remuneración por la energía generada se adoptó un precio de 90 USD/MWh durante los primeros 20 años de generación, en base a la Resolución R12.-1056 del Directorio de UTE. Esta resolución constituye el antecedente más directo y pertinente para la compra de energía eléctrica de PCH por parte del ente. De hecho, se tomó ya como referencia en la Resolución R13.-1531 del Directorio de UTE para otro caso particular de desarrollo hidroenergético.

El precio de 90 USD/MWh coincide también con la mejor estimación al momento de los precios que se pagaría por la energía fotovoltaica a partir de los resultados de los llamados realizados por UTE durante 2013 y que llevaron a la adjudicación de 196 MW en granjas solares del orden de 50 MW cada una.

Se hizo además un análisis de sensibilidad al precio de la energía generada para el mayor rango de precios razonable.

- Como cota inferior de dicho rango se tomó 65 USD/MWh que surge de la estimación del costo de energía eólica (tecnología alternativa de generación en

desarrollo) a partir del resultado de los llamados realizados por UTE en los años 2011-2013 y en base a los cuales se firmaron contratos y se están construyendo del orden de 1200 MW.

- Como cota superior para dicho rango se consideró el precio asociado al Decreto 173/010 (Microgeneración o “net metering” como se conoce internacionalmente a este sistema) que autoriza la conexión de generadores de fuentes renovables a las instalaciones de los suscriptores conectados a la red de baja tensión, y la inyección de energía a dicha red en la modalidad de autodespacho, que UTE se compromete a pagar al mismo precio de la tarifa contratada. Para las tarifas de mediano y gran consumidor (MC2 y GC2) y tipo de cambio actual, y ponderando en los períodos de valle, punta y llano (en la modalidad de despacho condicionada al riego y vertido, no hay posibilidad de selección de horario de generación), ésta forma de contratación da precios de aproximadamente 120 USD/MWh.

13.3 INDEXACIÓN

Los diferentes contratos de compra de energía de UTE a privados en los últimos años han manejado diferentes paramétricas para el ajuste del precio, hasta el momento expresado siempre en dólares norteamericanos. Se han usado dólares corrientes y también dólares constantes ajustados según diversos índices (relacionados con precios nacionales e internacionales, en particular del petróleo); también se ha considerado la posibilidad de utilizar distintos índices para fracciones discriminadas del precio a pagar.

En particular, en la Resolución R12.-1056 del Directorio de UTE para un emprendimiento de PCH, se propone una indexación del 100% del precio a pagar por la energía ajustado según el Índice de Precios al Productor (PPI) de Estados Unidos de América (EEUU), categoría bienes finales (serie WPUSOP3000), elaborado por la oficina de estadísticas laborales del Departamento del Trabajo del gobierno de EEUU y publicado en la web (<http://www.bls.gov/ppi/>). Dicha resolución es referida también en la Resolución R13.-1531 en relación a otro emprendimiento.

Se estimó, entonces, el flujo de caja del proyecto bajo la hipótesis de indexación del pago de la energía según los antecedentes mencionados. Se mantiene el problema de cómo actualizar los costos de operación y mantenimiento (O&M). En el caso del mantenimiento relacionado al equipo electromecánico, se entiende justificado usar también el mismo índice PPI. Por simplicidad se usará la misma indexación para todo el costo de O&M. Entonces, los flujos de caja en el año t estarán apreciados por el PPI acumulado. A su vez, para el cálculo del valor actual neto, dichos flujos de caja están depreciados por la tasa de descuento acumulada.

Persiste, por supuesto, el problema de qué proyección de largo plazo tomar para el PPI. Se toma para este análisis el que surge de la evolución histórica de largo plazo (<http://data.bls.gov>) en los últimos 20 años: 2,5%.

13.4 BENEFICIOS FISCALES

La Ley de promoción y protección de inversiones Nº 16.906 brinda un marco de incentivos y beneficios fiscales a proyectos de inversión que cumplan con ciertas

condiciones. De allí surgen los Decretos 354/009 y luego 2/012⁵ que reglamentan y explicitan dichos beneficios, asociados explícitamente a la generación de energía a través de fuentes autóctonas y renovables y al uso de tecnologías limpias.

En particular, el Decreto 2/012 establece beneficios tributarios a proyectos según una matriz de indicadores que cubren aspectos como: generación de empleo productivo, aumento de las exportaciones, descentralización, incremento del valor agregado nacional, utilización de tecnologías limpias, desarrollo e innovación.

Este beneficio brinda la posibilidad de descontar un porcentaje del pago del Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE) por la inversión elegible directamente por un período de tiempo que depende del puntaje obtenido en dicha matriz de indicadores. Además, las inversiones elegibles exoneran el Impuesto al Patrimonio por toda su vida útil sobre los bienes muebles que no gocen de otras exoneraciones, exoneran tasas y tributos de importación siempre que sean declarados no competitivos con la industria nacional, y gozan de devolución del Impuesto al Valor Agregado (IVA) por la adquisición en plaza de materiales y servicios destinados a la obra civil (Artículos 16 a 19 del Decreto 2/012).

En el contexto del presente análisis se considerará sólo el primer beneficio, la exoneración directa de IRAE por un porcentaje a determinar de la inversión. El resto de los beneficios operan en el costo de la inversión sobre el cual persiste incertidumbre, por lo que merecerá un análisis de sensibilidad que se presenta en la sección 13.6.

A los efectos de determinar el porcentaje (y plazo) de exoneración de la inversión, se usó el simulador disponible en http://www.mef.gub.uy/unasep_simuladores.php (en la Figura 13-1 se muestra la matriz de puntaje asociada).

A la inversión en la PCH se le dieron los siguientes puntajes en cada uno de los objetivos considerados:

- Empleo: 0, no se considera que el emprendimiento en PCH tenga un impacto significativo en el empleo.
- Descentralización: 9, Treinta y Tres, medio rural.
- Exportaciones: 0, si bien en ocasiones Uruguay exporta sobrante de energía, no es el destino prioritario de la generación eléctrica.
- Producción + Limpia: 10⁶.
- Indicador Sectorial: 10⁷.

De la matriz de indicadores con los puntajes anteriores ponderados surge un puntaje final, y luego un porcentaje y un plazo de exoneración de la inversión.

⁵ http://www.mef.gub.uy/comap_nuevo_reg.php

⁶ http://www.mef.gub.uy/comap/anexo_II_guia_calculo_P+L_desde_20120416.pdf

⁷ http://www.mef.gub.uy/comap/anexo_IV_3_miem.pdf

SECCIÓN 4 - MATRIZ DE INDICADORES – EXONERACIÓN DE IRAE

Objetivos	Fórmula de cálculo	Puntaje	Ponderación	Puntaje final
Empleo	$UCEs / ((EUI) \wedge 1/2)$	0,00	30%	0,00
Descentralización	IPD Interior IDH Montevideo Anexo V	9,00	15%	1,35
Exportaciones	Exp. en millones de US\$ $/(0,2 \wedge (IEUSS) \wedge 2/3)$	0,00	15%	0,00
Producción más limpia ó Inversión en I+D+i	1 punto = 5% de P+L en total invertido ó 1 punto = 5% de I+D en total invertido	10,00	20%	2,00
Indicador Sectorial	Ver Anexo IV	10,00	20%	2,00
PUNTAJE FINAL				5,35

EUI = Inversión elegible en millones de UI; IEUSS = Inversión elegible en millones de dólares; UCE : Unidad de Cuenta de Empleo; IDP: Índice de pobreza departamental; e IDH: Índice de desarrollo humano.

PORCENTAJE DE EXONERACIÓN DE IRAE	58,67%
EXONERACIÓN EN UI	2.443.841
PLAZO DE EXONERACIÓN DE IRAE	7

Figura 13-1: Matriz de indicadores y exoneración de IRAE.

Del simulador surge un nivel de exoneración de la inversión del 58,7% en un plazo de 7 años (considerando que se trata de una empresa ya existente⁸), lo cual equivale a una media de 43.604 USD por año. Este Crédito de Renta se podrá aprovechar en la medida que la empresa genere renta suficiente como para usar el crédito de la exoneración para pagar IRAE. Dicha renta puede surgir del ingreso por generación de energía pero también del rubro principal de la empresa. En todos los casos, el crédito no puede cubrir más del 60% del IRAE.

En los casos considerados, se estima que el monto del IRAE por venta de energía, sujeto a la restricción mencionada del 60%, será mucho menor que el Crédito de Renta asociado a la exoneración. Por tanto, la existencia o no de IRAE adicional del rubro principal de la empresa contra el cual se pueda usar el crédito de renta es clave para aprovechar este beneficio fiscal. Es así que el cálculo de rentabilidad del proyecto que se presenta en la próxima sección se realiza en función de la disponibilidad de IRAE adicional para cancelar.

Se tomó como vida útil del proyecto 20 años, longitud prevista del contrato (coherente con la Resolución R12.-1056 del Directorio de UTE) y estimación razonable de vida útil del equipo electromecánico. La amortización de dicho equipamiento se propone uniforme en el período, a razón de 5% anual. Dicha amortización se resta a las ganancias por generación de energía a los efectos de la tributación de renta.

La ley de promoción de las inversiones y su reglamentación permiten realizar un plan de inversión que incluya la inversión en PCH y otras co-inversiones en la empresa, las cuales pueden ver incrementado su porcentaje de exoneración debido al mayor

⁸ La fórmula del cálculo del plazo de exoneración de IRAE varía si la empresa es nueva o existente. Dada una inversión, se obtiene un plazo mayor si la empresa es nueva.

puntaje obtenido al ser consideradas en conjunto con la PCH. Este beneficio es abordado en la sección 13.7, donde se cuantifica su impacto bajo ciertos escenarios.

13.5 FLUJO DE CAJA Y TASA INTERNA DE RETORNO

A continuación se presenta una estimación del flujo de caja de la inversión a 20 años. Para ello se tomó:

- Costo de inversión: 520.250 USD.
 - A. Escenario de autofinanciación: erogación de 520.250 USD en año 0.
 - B. Escenario de préstamo a 5 años con 8% de tasa: pagos de 130.300 USD los 5 primeros años.
- Ingreso anual en función de la energía media generada (486 MWh, ver sección 6), tres precios de energía que cubren el rango de interés (65, 90 y 120 USD/MWh, ver sección 13.2) y la indexación presentada en 13.3 (2,5% anual).
- Costos de O&M de 20 USD/MWh (según BUN-CA, 2002; Banco Mundial, 2007) también indexados al 2,5% anual. Esta estimación de los costos de O&M coincide aproximadamente con el 2,5% del costo del equipamiento (IPCC, 2012).
- Amortización del 5% del equipamiento electromecánico por año que afecta la renta, y por tanto el IRAE, asociado a los ingresos por generación eléctrica.
- 43.604 USD de crédito anual de IRAE por exoneración tributaria que aplica al 60% del IRAE asociado a la venta de energía (el 40% restante se tributa) y, si existiere, a IRAE adicional del rubro principal de la empresa disponible para usar dicho crédito. Se supusieron distintos niveles de IRAE adicional disponible para cancelar, desde 0 hasta el máximo que el crédito permite.

En la Tabla 13-3 se presenta, a modo de ejemplo, el flujo de caja para el escenario B de financiación, 90 USD/MWh de precio de energía y 43.604 USD/año de IRAE disponible para cancelar.

Dados los flujos de caja en los dos escenarios de financiación (auto-financiación y préstamo a 8% por 5 años) y para los distintos valores de las variables respecto a las cuales se estudió la sensibilidad (precio de la energía e IRAE disponible para cancelar), se calculó la Tasa Interna de Retorno (TIR) de la inversión. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 13-4 y Tabla 13-5.

Tabla 13-3: Ejemplo de flujo de caja asociado a la inversión para escenario B de financiación, 90 USD/MWh de precio de energía y 43.604 USD de IRAE disponible para cancelar con crédito asociado a la exoneración.

Año	Ingresos brutos (USD)	Costos O&M (USD)	Amortización (USD)	Saldo IRAE (USD)	Pago Financiamiento (USD)	Utilidad Neta (USD)
1	43.740	9.720	16.713	39.278	130.300	-57.002
2	44.834	9.963	16.713	39.065	130.300	-56.365
3	45.954	10.212	16.713	38.847	130.300	-55.711
4	47.103	10.467	16.713	38.624	130.300	-55.041
5	48.281	10.729	16.713	38.395	130.300	-54.354
6	49.488	10.997	16.713	38.160	0	76.650
7	50.725	11.272	16.713	37.919	0	77.372
8	51.993	11.554	16.713	-5.932	0	34.507
9	53.293	11.843	16.713	-6.184	0	35.266
10	54.625	12.139	16.713	-6.443	0	36.043
11	55.991	12.442	16.713	-6.709	0	36.839
12	57.391	12.753	16.713	-6.981	0	37.656
13	58.825	13.072	16.713	-7.260	0	38.493
14	60.296	13.399	16.713	-7.546	0	39.351
15	61.803	13.734	16.713	-7.839	0	40.230
16	63.349	14.077	16.713	-8.140	0	41.131
17	64.932	14.429	16.713	-8.448	0	42.055
18	66.556	14.790	16.713	-8.763	0	43.002
19	68.219	15.160	16.713	-9.087	0	43.973
20	69.925	15.539	16.713	-9.418	0	44.968

Tabla 13-4: TIR de la inversión en escenario A de financiación en función del precio de la energía y del IRAE disponible para cancelar con crédito asociado a la exoneración.

TIR (%) a 20 años con auto-financiamiento					
Tarifa (USD)	IRAE adicional disponible para cancelar				
	0 *	10.000	20.000	30.000	43.604
65	-0,1	0,9	2,3	3,8	6,0
90	3,8	4,5	5,8	7,3	9,4
120	7,7	8,0	9,4	10,8	12,9

* Se consideró que se trata de una empresa nueva, resultando un plazo de exoneración de 11 años.

Tabla 13-5: TIR de la inversión en escenario B de financiación en función del precio de la energía y del IRAE disponible para cancelar con crédito asociado a la exoneración.

TIR (%) a 20 años con préstamo a 8% por 5 años					
Tarifa (USD)	IRAE adicional disponible para cancelar				
	0 *	10.000	20.000	30.000	43.604
65	-2,8	-1,7	-0,3	1,5	4,5
90	2,2	3,0	4,7	6,9	10,7
120	7,6	8,0	10,3	13,1	18,2

* Se consideró que se trata de una empresa nueva, resultando un plazo de exoneración de 11 años.

13.6 SENSIBILIDAD AL COSTO DEL EQUIPO ELECTROMECÁNICO

Surge de los puntos anteriores, y se desarrolla también en el documento “*Barreras para la Incorporación de las PCH en Uruguay*”, elaborado en el marco de esta consultoría, que persiste una incertidumbre en cuanto al precio del equipamiento electromecánico y que levantar esta dificultad es una de las barreras a superar para desarrollar los emprendimientos de PCH.

Es interesante, entonces, visualizar el impacto del costo del equipamiento electromecánico (por kW de potencia instalada) en la rentabilidad del negocio. Para ello se tomó el flujo de caja asociado a 90 USD/MWh de precio de energía y máxima disponibilidad adicional (43.604 USD/año) para cancelar IRAE de la exoneración tributaria, ver sección anterior. Los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios de financiación se muestran en la Figura 13-2.

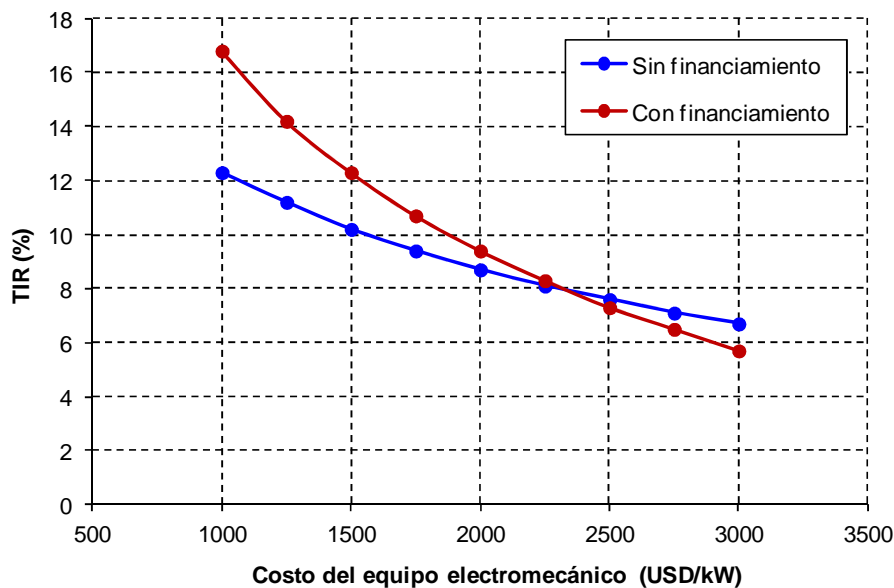


Figura 13-2: Sensibilidad de la TIR al costo del equipamiento electromecánico.

13.7 CO-INVERSIÓN

Un beneficio adicional de la ley de promoción de la inversión y su reglamentación es la posibilidad de combinar la inversión en PCH con otras inversiones (eventualmente de mayor magnitud), de forma de lograr mejores puntajes combinados y, por tanto, mayores niveles de exoneración de la inversión.

Para cuantificar el efecto anterior se debe hacer una hipótesis sobre los puntajes y niveles de exoneración de la co-inversión que se combina con la inversión en PCH. Se tomaron los siguientes puntajes que se consideraron apropiados para el sector arrocero:

- Empleo: 5.
- Descentralización: 9, Treinta y Tres, medio rural.
- Exportaciones: 10.
- Producción + Limpia: 0.

- Indicador Sectorial: 5.

Con dichos puntajes, el nivel de exoneración alcanzado es de 58,7%, semejante al de proyectos de inversión existentes del sector, mencionados en la web de la Comisión de Aplicación de la Ley de Inversiones (COMAP).

Se combina luego una co-inversión con los puntajes anteriores con la inversión en PCH ya descrita. Se analiza un rango de co-inversión que va desde montos similares al de la PCH a montos un orden de magnitud mayor. Finalmente, se calcula con el simulador el porcentaje de exoneración de la inversión combinada; los resultados obtenidos se presentan a continuación.

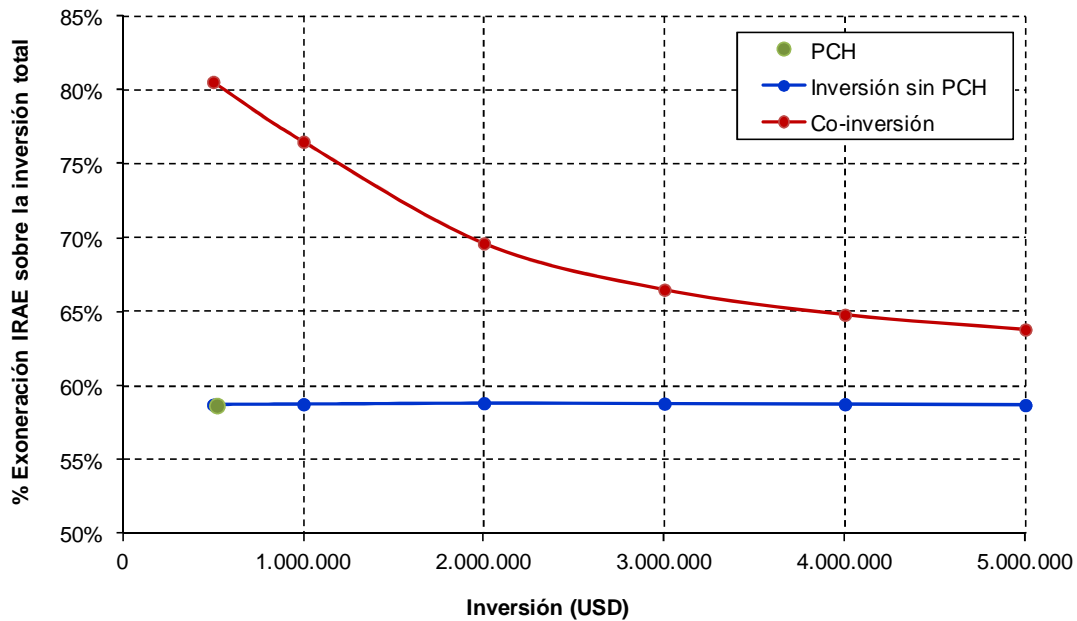


Figura 13-3: Porcentaje de exoneración de IRAE según el monto de la co-inversión.

A modo de ejemplo y para fijar ideas, si una co-inversión de 1.000.000 USD es combinada con la inversión en PCH (de 520.250 USD) el porcentaje de exoneración sube de 58,7 a 76,5%, lo que representa 178.000 USD adicionales de exoneración de IRAE en la co-inversión.

14. BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

Banco Mundial (2007). “Uruguay, Informe de Política de Desarrollo (DPR). Eficiencia en Infraestructura Productiva y Provisión de Servicios, Sectores de Transporte y Electricidad”.

Base de datos de suelos de la Dirección General de Recursos Naturales Renovables de RENARE – MGAP.

BUN-CA (2002). “Manuales sobre energía renovable: Hidráulica a pequeña escala”, Costa Rica.

C. Penche (2004). “Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant” (ex: “Layman’s Guidebook on How to Develop a Small Hydro Site”); European Small Hydropower Association - ESHA. En español: Guía para el Desarrollo de una Pequeña Central Hidroeléctrica (2006). European Small Hydropower Association (ESHA).

García Petillo M., Cánepa P., Ronzoni C. (2008). “Manual para el diseño y construcción de tajamares de aguada”. Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca, Proyecto Producción Responsable - Banco Mundial, Uruguay.

Información particular proporcionada por técnicos a cargo de la operación del embalse.

IPCC (2012). *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Technical Support Unit Working Group III.

MVOTMA (2011). Manual de Diseño y Construcción de Pequeñas Presas. Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, Uruguay.

Natural Resources Conservation Service (2010): “Part 630 Hydrology -National Engineering Handbook (NEH)”. U. S. Department of Agriculture, Washington, D.C.

Norma IEC 61116: Guía para el equipamiento electromecánico de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

Norma IEC 62006: Máquinas Hidráulicas. Ensayos de recepción de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

Temez, J.R. (1977). “Modelo matemático de transformación Precipitación-Aportación”, *ASINEL*.

15. ANEXO:

De: YVRARD Rudy [<mailto:Rudy.YVRARD@andritz.com>]

Enviado el: lunes, 21 de julio de 2014 08:50 a.m.

Para:

Asunto: Project in Uruguay_Information

Dear Mr.

We have different type of low head turbine type in the range of Mini CH, than can be suitable for various kind of configurations: spillway, weir, irrigation channel, outlet from sewage treatment plants, drinkable water, etc.

Regarding the input you have given here below, please find in the last column the turbine type we could offer:

Operation flow (m ³ /s)	Gross head (m)	Intake Dimensions (m)	Proposed turbine type
2,50	10,50	Circular, 2*0,80 m diameter	Vertical Kaplan turbine (ADVG type – see enclosed pictures and reference), runner diameter Ø 600 mm

The AET type is most probably the most suitable configuration for your applications but we have a head limitation of 6 m then we cannot offer it for the 2 first projects.

If you have some more drawings or pictures of the sites, we can investigate more in detail the most suitable turbine.

Salutations,

With best regards,

Rudy Yvrard

Compact Hydro

Sales Manager

ANDRITZ HYDRO S.A.S.

49-51 Bd Paul Langevin, 38601 Fontaine cedex,
France

Direct Phone: + 33 (0)4 76 85 56 45

GSM: +33 (0)6 28 95 58 08

Fax: + 33 (0)4 76 26 16 20

rudy.yvrard@andritz.com

www.andritz-hydro.com

SAS au capital de 1 220 000 €

RCS Grenoble B 387 879 570

SIRET 387 879 570 00027

APE 2811Z

TVA FR 47 387 879 570

Headquarters :

ANDRITZ HYDRO GmbH

Eibesbrunnnergasse 20

1120 Vienna, Austria