

Informe Final - Octubre 2010

**ESTUDIO EXPLORATORIO PARA  
EL APROVECHAMIENTO DE PEQUEÑAS  
Y MEDIANAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS  
EN ÁREAS DE ESTUDIO PERTENECIENTES AL  
OASIS NORTE DE LA PROVINCIA DE MENDOZA**



Informe Final

**ESTUDIO EXPLORATORIO PARA EL APROVECHAMIENTO  
DE PEQUEÑAS Y MEDIANAS CENTRALES  
HIDROELÉCTRICAS EN ÁREAS DE ESTUDIO  
PERTENECIENTES AL OASIS NORTE DE  
LA PROVINCIA DE MENDOZA**

**Profesionales participantes:**

Ing Nicolas Indiveri DGI (coordinador)

Ing Martin Hidalgo DGI

Ing Horacio Retamales ITU

Ing Dante Bragoni IDE

**Profesionales colaboradores:**

Lic Andres Koleda

Dr Mauricio Pinto

Dra. Noelia Torchia

Ing. Alberto Nouzeilles

Ing. Rodrigo Villarreal

Ing. Jorge Vairani

## **ÍNDICE**

<b>4</b>	INTRODUCCIÓN
<b>7</b>	SECCIÓN I
<b>7</b>	DETALLE DE SALTOS Y TRAMOS EVALUADOS
<b>7</b>	GENERALIDADES DEL ESTUDIO
<b>7</b>	CANAL SAN MARTÍN
<b>12</b>	CANAL CACIQUE GUAYMALLÉN
<b>19</b>	SECCIÓN II
<b>19</b>	PLANTEO DE DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS TIPO EN AMBOS CANALES
<b>35</b>	CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE RIEGO.
<b>39</b>	SECCIÓN III
<b>39</b>	ASPECTOS LEGALES
<b>47</b>	SECCIÓN IV
<b>47</b>	DESARROLLO REGIONAL
<b>54</b>	SECCIÓN V
<b>54</b>	ANÁLISIS ECONÓMICO
<b>63</b>	CONCLUSIONES
<b>67</b>	ANEXOS

## INTRODUCCIÓN

### LA MINIHIDROELECTRICIDAD

La disponibilidad de la energía ha sido siempre esencial para la humanidad que cada vez demanda más recursos energéticos para cubrir sus necesidades de consumo y bienestar. Las energías renovables que provienen de fuentes inagotables como el Sol y no emiten gases de efecto invernadero, entre otros beneficios, son una de las piezas clave en la construcción de un sistema de desarrollo sostenible.

Existe una concientización cada vez mayor sobre los efectos medioambientales que conlleva el actual sistema de desarrollo económico, como son el cambio climático, la lluvia ácida o el agujero de la capa de ozono. Las sociedades modernas, que sustentan su crecimiento en un sistema energético basado principalmente en la obtención de energía a través de combustibles fósiles, se inclinan cada vez más hacia la adopción de medidas que protejan nuestro planeta.

Así lo reflejan las políticas nacionales de varios países y los acuerdos y tratados internacionales que incluyen como objetivo prioritario un desarrollo sostenible que no comprometa los recursos naturales de las futuras generaciones. Actualmente las energías renovables han dejado de ser tecnologías caras y minoritarias para ser plenamente competitivas y eficaces de cara a cubrir las necesidades de la demanda. Dentro de estas energías renovables se encuentra la energía hidroeléctrica, como principal aliado en la generación de energía limpia y autóctona. Se denominan minicentrales hidroeléctricas a aquellas instalaciones de potencia instalada inferior a 10 MW. o 20 Mw según diferentes referencias.

#### Referencia del Programa Español <sup>1</sup>

Hoy en día las energías renovables representan un sector importante de la industria y la economía española, por ser uno de los más dinámicos e innovadores, además de ser el sector que mayor número de nuevas empresas crea al año en España.

Conforme a la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico se realizó y aprobó el Plan de Energías Renovables 2005-2010, que fija como objetivo que el 12% de la energía primaria –30,3% de generación eléctrica con renovables y 5,83% de biocarburantes en transporte– sea de origen renovable en el año 2010.

En el área de la energía hidroeléctrica se establece un incremento de potencia de 450 MW para centrales menores de 10 MW y de 360 MW para centrales entre 10 y 50 MW de potencia instalada. En el año 2004 la energía obtenida en España a través de centrales de potencia inferior a 10 MW sufrió un incremento con la puesta en marcha de 45,1 MW nuevos. Pero a pesar de que esta energía crece cada año, lo hace a un ritmo inferior al necesario para poder alcanzar los objetivos del Plan de Energías Renovables.

Los avances tecnológicos permiten obtener energía eléctrica en cursos de agua de características muy diversas, además de resultar igualmente interesante la rehabilitación y/o ampliación de pequeñas centrales ya existentes. Se estima que en España el potencial virgen para la obtención de energía eléctrica a través de las minicentrales hidroeléctricas asciende aproximadamente a 1.000 MW.

El nuevo marco en el que se desarrolla la política energética nacional y comunitaria se caracteriza por la liberalización de mercados, la protección del medio ambiente y la eficiencia energética y el ahorro. Alcanzar los objetivos marcados en los planes energéticos nacionales y en los compromisos internacionales es una tarea que compete igualmente a los responsables políticos, al sector empresarial y a la ciudadanía.

### ENERGIA Y LA SITUACIÓN ACTUAL

El actual sistema energético a nivel mundial está basado en la generación de energía a partir de combustibles fósiles como el petróleo, el carbón mineral y el gas. La generación de energía a partir de estas materias está siendo ampliamente replanteada por varias razones: son recursos limitados que se encuentran en puntos concretos del planeta, su uso a gran escala está provocando graves efectos sobre el medio ambiente y la salud de los seres humanos, y se están agotando las reservas naturales comprometiendo el futuro de las nuevas generaciones.

La ciudadanía está cada vez más concienciada sobre la necesidad de proteger el medio ambiente y emplear métodos no contaminantes de producción de energía. Esto se debe en parte al amplio consenso alcanzado en la comunidad científica internacional sobre la existencia del cambio climático.

<sup>1</sup> Corresponde al documento del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y la Asociación de Periodistas de Información Ambiental (APIA). Esta publicación ha sido producida por el IDAE y está incluida en su fondo editorial, dentro de la Serie "Manuales de Energías Renovables".

Se ha constatado que la temperatura media de la Tierra ha sufrido un aumento durante el siglo XX de  $0,6 \pm 0,2$  °C, además de que existe una disminución real de la cobertura del hielo ártico y un aumento de la frecuencia e intensidad de los denominados desastres naturales como huracanes, sequías y lluvias torrenciales.

Estos hechos han provocado que en las dos últimas décadas se firmen una serie de compromisos políticos internacionales que apuestan por alcanzar un modelo de desarrollo sostenible: Cumbre de las Naciones Unidas de Río de Janeiro (1992) – donde surgió el plan de acción Agenda 21– y de Johannesburgo (2002); Protocolo de Kioto, adoptado en la Convención Marco del Cambio Climático de las Naciones Unidas de 1997 y ratificado en febrero de 2005; Declaración del Milenio (2000); y Plan de acción de la Conferencia de Bonn sobre Energías Renovables de junio de 2004.

El índice de consumo mundial de energía comercial es miles de veces inferior a los flujos de energía que recibe la Tierra procedente del Sol. La energía hidroeléctrica, que indirectamente proviene de la energía solar, comparte las ventajas de ser autóctona, limpia e inagotable como el resto de las energías renovables.

La producción anual media de energía hidroeléctrica a nivel mundial es de 2.600 TWh, lo que representa aproximadamente el 19% del total de la energía eléctrica producida. La potencia hidroeléctrica instalada en todo el mundo asciende a 700 GW.

A gran escala esta fuente de energía tiene un campo de expansión limitado, ya que en los países más desarrollados la mayoría de los ríos importantes ya cuentan con una o varias centrales, y en los países en vías de desarrollo los grandes proyectos pueden chocar con obstáculos de carácter financiero, ambiental y social

A menor escala, sin embargo, la generación de electricidad con minicentrales hidroeléctricas sí ofrece posibilidades de crecimiento, debido a la diversidad de caudales que aún son susceptibles de ser aprovechados con las nuevas tecnologías. A pesar de la existencia de este tipo de alternativas, la Agencia Internacional de la Energía concluye que mientras aumentan las previsiones de crecimiento del consumo de petróleo, bajan las reservas a nivel mundial.

El uso de petróleo en la generación de energía crea una dependencia exterior de los países importadores, haciendo a la vez vulnerable su sistema energético frente a posibles crisis del sector petrolífero. Además, el incremento del precio del crudo y el gas crea tensiones en el mercado eléctrico. Por todo esto, las energías renovables nuevamente se convierten en

una fuente segura de energía, que minimizaría la dependencia energética exterior al permitir mayor autonomía de los sistemas energéticos nacionales.

## **MINIGENERACION HIDRAULICA EN LA PROVINCIA DE MENDOZA**

El presente trabajo se plantea como un ESTUDIO EXPLORATORIO para el aprovechamiento de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas como eje del desarrollo local para la Provincia de Mendoza, teniendo por responsables del mismo al Departamento General de Irrigación, al Instituto Tecnológico Universitario y al Instituto de Energía de la Universidad Nacional de Cuyo.

Los trabajos realizados incluyen:

- Relevamiento de Saltos y Tramos En Los Canales San Martín y Cacique Guaymallén del Río Mendoza.
- Planteo de Centrales Hidroeléctricas Tipo En Ambos Canales
- Presupuesto Estimativo.
- Evaluación De Aspectos Legales.
- Análisis de la Incidencia de un Proyecto de este tipo en el marco del Desarrollo Regional
- Pequeños Emprendimientos Hidroeléctricos y el Desarrollo Local
- Análisis Económico
- Conclusiones.

La metodología de trabajo propuesta consistió en la elaboración de una base de datos recopilados y actualizados de cauces existentes. La unidad de análisis son los cauces provinciales, en tanto las principales variables relevadas fueron: caudales históricos, saltos, estructuras existentes, en caso de cauces de riego el turnado, tiempos de disponibilidad en horas y otras.

Asimismo se analizó la información disponible recopilada del Departamento general de Irrigación acerca del estado actual de los cauces bajos su dominio, considerando el uso y operación de la red de riego actual y posibles adaptaciones a generación. También se identifica el estadio tecnológico referido a minicentrales de generación hidroeléctrica.

Posteriormente se procedió a evaluar el potencial energético de los canales atendiendo a los datos recopilados y estudiados en las etapas metodológicas mediante el análisis técnico económico de alternativas tecnológicas identificadas y se estimaron costos de construcción de centrales tipo, para su posterior aplicación al análisis económico.

Se analiza el marco regulatorio de la actividad y el análisis económico del proyecto. Por último se presentan las conclusiones del estudio englobando a los informes precedentes.

Se incluye la publicación del trabajo realizado así como una presentación ante representantes de instituciones participantes y representantes del Gobierno local y público en general.

### **Agradecimientos**

Los profesionales participantes de este trabajo agradecen las predisposiciones de las Autoridades de las respectivas instituciones que dieron su respaldo para las participaciones y compromisos que se asumieran en oportunidad de hacer la presentación a la Secyt para la búsqueda de financiamiento y de esta forma poder desarrollar una Evaluación, de la potencialidad de la Mini generación hidroeléctrica parcial, en dos de los canales principales de riego de la Provincia de Mendoza. Este documento pone de manifiesto la posibilidad de generación hidroeléctrica en la red de riego con significativos aportes a la demanda eléctrica de la Provincia y de la Región

## SECCIÓN I

### DETALLE DE SALTOS Y TRAMOS EVALUADOS

#### GENERALIDADES DEL ESTUDIO

El relevamiento realizado se centró en los dos cauces principales del oasis norte del Río Mendoza con evidentes condiciones disponibles de salto y caudal, estos son: el 1er y 2do Tramos del Canal San Martín y el Tramo del Canal Cacique Guaymallén desde el departamento de Luján de Cuyo, hasta la intersección con calle Jujuy de la Ciudad de Mendoza (Rotonda del Avión).

El 1er y 2do tramos del Canal San Martín del río Mendoza posee una extensión, entre la toma del Canal Lunlunta y el Dique céspedes de 16km, con un desnivel de 177m sin saltos o desniveles bruscos aprovechables, con pendientes variadas comprendidas entre 0.33 al 4.80 % y un promedio del 1.12%, existiendo variadas restricciones de espacio en el ancho de ocupación, (p. ej. en la margen sur las barrancas del río Mendoza y en la norte las propiedades aledañas) para ejecutar cambios de pendiente, que implican ensanches, u obras de arte de gran envergadura. En el capítulo correspondiente a este canal se especifican en detalles las posibles ubicaciones de centrales, detallándose los parámetros generales de diseño y potencias esperables.

En este canal, no existen puntos con desniveles bruscos, estos desniveles que acotarían el salto, por esta razón, las obras deben generarse por acumulación de desnivel en tramos de variada longitud.

El Tramo evaluado para obras de este tipo del Canal Cacique Guaymallén está comprendido entre la Toma del canal Chacras - La Falda, aguas abajo del Gran compartó en Luján de Cuyo, hasta la Rotonda de calle Alem de Ciudad, posee una extensión de 17km con un desnivel de 220m, posee una pendiente media del 1.2%, dicha pendiente se compensa mediante diversos saltos (desniveles bruscos aprovechables), que proveen 20 ubicaciones estudiadas como factibles para aprovechamientos. Posee también restricciones de ancho en algunos tramos y presencia de diversos servicios y puentes que lo atraviesan a lo largo de su traza.

## CANAL SAN MARTÍN

### TRAMOS DE GRAN PENDIENTE DEL CANAL SAN MARTÍN.

El relevamiento topográfico en el Canal San Martín ha podido identificar tramos con diferente pendiente.

Para el proyecto de generación de energía a través de minicentrales hidroeléctricas se llevó a cabo una selección de tramos de una longitud máxima de 1000 metros, ya que longitudes mayores tendrían muy elevada la pérdida de carga por fricción, teniendo en cuenta que se descontarían entre 40 y 50 metros aproximadamente por cada lado del tramo, para estimar la construcción de la obra civil hidráulica. Para la selección se pusieron en mira los tramos en los cuales con 100 metros de longitud, se observa un desnivel de 1 metro, es decir, como requisito mínimo, el tramo tiene que tener una pendiente del 1 %.

A lo largo de casi 50 km de longitud del canal San Martín se han identificado 68 tramos con diferentes pendientes. A partir de estos datos se eligieron 16 tramos, los que se especifican a continuación.

En cada uno de los tramos elegidos se detallan los siguientes aspectos: ubicación, longitud del tramo, sección del canal, pendiente, desnivel, potencia instalada en [MW] y la energía eléctrica generada anualmente medida en [GWh].

Para calcular la energía se estimo que la utilización del canal por mes es de 22 días y se tuvo en cuenta que los meses Junio y Julio son despreciables debido a su escaso caudal. Para el cálculo de la potencia instalada se consideró un rendimiento del 75 %, promedio entre los rendimientos de la turbina, del generador y del transformador de salida y teniendo en cuenta el caudal que circula mensualmente por cada tramo.

Las Ubicaciones de las secciones inicial y final de cada tramo se indican en la siguiente tabla:

N°	TRAMOS			INICIO DE TRAMO					FIN DE TRAMO											
	PROGRESIVAS		Long	DESCRIPCIÓN O DENOMINACIÓN	Geodetic WGS 84					Geodetic WGS 84										
	INICIAL	FINAL			Lat. S [° ' '' ]		Long. W [° ' '' ]			Lat. S [° ' '' ]		Long. W [° ' '' ]								
1	7 006.07	8 091.07	1 085.00	3.5 km aguas abajo Comparto Lunlunta					33	2	53.44	68	50	14.95	33	2	48	68	49	39.56
2	8 477.37	9 190.17	712.80	3.2 km aguas arriba Toma Filtro Cruz de Piedra					33	2	47.38	68	49	25.03	33	2	42.19	68	48	58.58
3	9 190.17	9 893.01	702.84	2.5 km aguas arriba Toma Filtro Cruz de Piedra					33	2	42.27	68	48	58.58	33	2	37.78	68	48	32.27
4	9 903.01	10 545.32	642.31	1.8 km aguas arriba Toma Filtro Cruz de Piedra					33	2	37.82	68	48	31.87	33	2	37.23	68	48	7.11
5	10 545.32	10 944.56	399.24	1.2 km aguas arriba Toma Filtro Cruz de Piedra					33	2	37.23	68	48	7.11	33	2	36.91	68	47	51.74
6	10 944.56	11 740.40	795.84	800 m aguas arriba Toma Filtro Cruz de Piedra					33	2	36.93	68	47	51.74	33	2	35.97	68	47	20.99
7	11 745.40	12 240.40	495.00	5 km aguas abajo Toma Filtro Cruz de Piedra					33	2	35.99	68	47	20.74	33	2	35.4	68	47	2.27
8	12 324.05	14 460.00	2 135.95	85 m aguas abajo Comparto Naciente - Barrancas					33	2	35.33	68	46	58.62	33	2	41.63	68	45	43.86
9	14 470.00	15 684.72	1 214.72	10 m aguas abajo Toma Ortega					33	2	41.8	68	45	43.4	33	2	38.73	68	44	53.21
10	15 767.56	16 540.04	772.48	80 m aguas abajo Comparto Chachingo					33	2	38.28	68	44	51.52	33	2	30.22	68	44	23.17
11	16 540.04	18 440.50	1 900.46	770 m aguas abajo Comparto Chachingo					33	2	30	68	44	22.57	33	2	38.62	68	43	11.15
12	18 440.50	18 995.86	555.36	2.7 km aguas abajo Comparto Chachingo					33	2	38.69	68	43	10.82	33	2	43.07	68	42	50.69
13	18 995.86	19 206.83	210.97	110 m aguas arriba Comparto Cépedes Paraiso					33	2	43.25	68	42	50.56	33	2	44.96	68	42	41.14
14	19 256.83	20 563.76	1 306.93	50 m aguas abajo Comparto Cépedes Paraiso					33	2	45.07	68	42	40.7	33	2	31.02	68	41	56.02
15	22 109.99	23 212.03	1 102.04	2.9 km aguas abajo Comparto Cépedes Paraiso					33	2	4.98	68	41	6.81	33	1	44.26	68	40	32.18
16	23 212.03	24 435.96	1 223.93	3.5 km aguas abajo Comparto Cépedes Paraiso					33	1	44.16	68	40	31.81	33	1	24.51	68	39	50.23

Tabla 01

## DESCRIPCIÓN DE LOS TRAMOS.

### 1ER TRAMO SELECCIONADO:

#### Ubicación del tramo.

Se encuentra desde la progresiva del canal 7006.07 hasta la progresiva 8091.07, ubicado 3500 metros aguas abajo del Comparto Lunlunta.

#### Sección del Canal.

El canal en este tramo tiene una sección de tolva revestida de hormigón. La tolva posee una altura total máxima de 2.5 m, un radio de 2.2 m y un ancho superior máximo de 6.82 m.

#### Características y datos técnicos del Salto.

El tramo cuenta con 1085 metros de longitud pero se han tomado 950 metros para que sean entubados y obtener el máximo rendimiento posible. Este tramo posee una pendiente del 1%, con lo que genera un desnivel de 9.5 metros. La potencia instalada que se podría obtener en este 1er tramo es 3.48 [MW] y la energía anual disponible sería de 13.52 [GWh].



### 2DO TRAMO SELECCIONADO:

#### Ubicación del tramo.

Este tramo abarca desde la progresiva 8477.37 hasta la progresiva 9190.17, se encuentra 3200 metros aguas arriba de la Toma Filtro Cruz de Piedra.

#### Sección del Canal.

El canal en este tramo tiene una sección de tolva revestida de hormigón. La tolva posee una altura total máxima de 2.5 m, un radio de 2.2 m y un ancho superior máximo de 6.82 m.

### Características y datos técnicos del Salto.

El tramo posee una longitud de 712.8 metros, pero sólo se entubarían 620 metros. Este tramo cuenta con una pendiente del 1 %, es decir que se dispone de un salto de 6.2 metros.

En este caso, se podría obtener una potencia instalada de 2.27 [MW] y una energía anual disponible de 8.82 [GWh].



### 3ER TRAMO SELECCIONADO:

#### Ubicación del tramo.

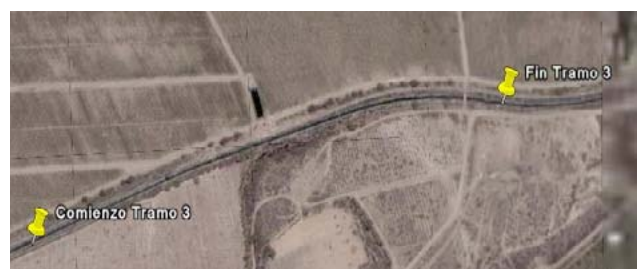
Está ubicado desde la progresiva del canal 9190.17 hasta la 9893.01, se encuentra 2500 m aguas arriba de la Toma Filtro Cruz de Piedra.

#### Sección del Canal.

El canal tiene una sección en forma de tolva revestida de hormigón. Cuenta con una altura total máxima de 2.5 m, un radio de 2.2 m y un ancho superior máximo de 6.82 m.

#### Características y datos técnicos del Salto.

El tramo tiene una longitud de 702.84 m, de los que se consideran aprovechables 610 metros. La pendiente en este tramo del canal San Martín es del 1.306 % produciendo un desnivel de 7.97 metros. En el 3er Tramo seleccionado se podría obtener 2.92 [MW] de potencia instalada, y disponer de 11.34 [GWh].





#### **4TO TRAMO SELECCIONADO:**

##### **Ubicación del tramo.**

Se encuentra entre las progresivas del canal 9903.01 y 10545.32, ubicado 1800 m aguas arriba de la Toma Filtro Cruz de Piedra.

##### **Sección del Canal.**

Cuenta con una sección en forma de tolva revestida de hormigón, con una altura total máxima de 2.4 m, un radio de 2.2 m y un ancho superior máximo de 6.62 m.

##### **Características y datos técnicos del Salto.**

La longitud del tramo es de 642.31 metros, pero serán considerados para el entubamiento del canal 560 metros. Posee una pendiente del 2.319 % generando un salto de 12.99 metros. En este caso la potencia instalada sería de 4.75 [MW] y la energía anual disponible de 13.52 [GWh].



#### **5TO TRAMO SELECCIONADO:**

##### **Ubicación del tramo.**

Se encuentra entre las progresivas 10545.32 y 10944.56 del Canal San Martín, ubicado 1200 m aguas arriba de la Toma Filtro Cruz de Piedra.

##### **Sección del Canal.**

Cuenta con una sección en forma de tolva revestida de hormigón, con una altura total máxima de 2.4 m, un radio de 2.2 m y un ancho superior máximo de 6.62 m.

##### **Características y datos técnicos del Salto.**

El tramo tiene una longitud de 399.24 metros, pero sólo se entubarían 320 metros. Este tramo cuenta con una pendiente del 4.8 %, es decir que se dispone de un salto de 15.36 metros. En este caso, se podría obtener una potencia instalada de 5.62 [MW] y una energía anual disponible de 21.86 [GWh].



#### **6TO TRAMO SELECCIONADO:**

##### **Ubicación del tramo.**

Se encuentra desde la progresiva del canal 10944.56 hasta la progresiva 11740.4, ubicado 800 m aguas arriba de la Toma Filtro Cruz de Piedra.

#### **Sección del Canal.**

Cuenta con una sección en forma de tolva revestida de hormigón, con una altura total máxima de 2.4 m, un radio de 2.3 m y un ancho superior máximo de 6.62 m.

##### **Características y datos técnicos del Salto.**

El tramo tiene una longitud de 795.84 metros, de los que se consideran aprovechables 700 metros. Posee una pendiente del 1.072 % generando un salto de 7.50 metros.

En este caso la potencia instalada sería de 2.75 [MW] y la energía anual disponible de 10.78 [GWh].



#### **7MO TRAMO SELECCIONADO:**

##### **Ubicación del tramo.**

Este tramo abarca desde la progresiva 11745.4 hasta la progresiva 12240.4, se encuentra 5 metros aguas abajo Toma Filtro Cruz de Piedra.

##### **Sección del Canal.**

El canal en este tramo tiene una sección de tolva revestida de hormigón. La tolva posee una altura total máxima de 2.4 m, un radio de 2.2 m y un ancho superior máximo de 6.62 m.

##### **Características y datos técnicos del Salto.**

El tramo posee una longitud de 495 metros, pero sólo se entubarían 400 metros. Este tramo cuenta con una pendiente del 1.072 %, es decir que se dispone de un salto de 4.29 metros. En este caso, se podría obtener una potencia instalada de 1.52 [MW] y una energía anual disponible de 5.86 [GWh].



#### **8VO TRAMO SELECCIONADO:**

##### **Ubicación del tramo.**

Está ubicado desde la progresiva del canal 12324.05 hasta la 14460, se encuentra 85 m aguas abajo del Comparto Naciente – Barrancas.

##### **Sección del Canal.**

El canal tiene una sección en forma de tolva revestida de hormigón. Cuenta con una altura total máxima de 2.3 m, un radio de 2 m y un ancho superior máximo de 6.25 m.

##### **Características y datos técnicos del Salto.**

El tramo tiene una longitud de 2135.95 m, de los que se

aprovecharán 1000 metros. La pendiente en este tramo del canal San Martín es del 1.09 % produciendo un desnivel de 10.9 metros. En el 8vo Tramo seleccionado se podría obtener 3.82 [MW] de potencia instalada, y disponer de 14.65 [GWh]



### 9NO TRAMO SELECCIONADO:

#### Ubicación del tramo.

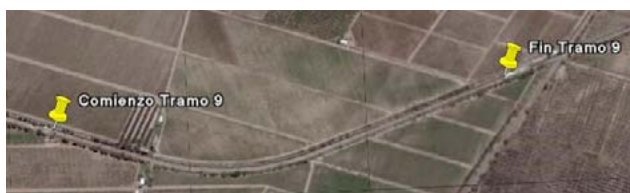
Este tramo abarca desde la progresiva 14470 hasta la progresiva 15684.72, se encuentra 10 m aguas abajo de la Toma Ortega.

#### Sección del Canal.

El canal en este tramo tiene una sección de tolva revestida de hormigón. La tolva posee una altura total máxima de 2.3 m, un radio de 2 m y un ancho superior máximo de 6.25 m.

#### Características y datos técnicos del Salto.

El tramo posee una longitud de 1214.72 metros, pero sólo se entubarían 1000 metros. Este tramo cuenta con una pendiente del 1.09 %, es decir que se dispone de un salto de 10.9 metros. En este caso, se podría obtener una potencia instalada de 3.29 [MW] y una energía anual disponible de 11.98 [GWh].



### 10MO TRAMO SELECCIONADO:

#### Ubicación del tramo.

Se encuentra entre las progresivas del canal 15767.56 y 16540.04, ubicado 80 m aguas abajo del Comparto Chachingo.

#### Sección del Canal.

Cuenta con una sección en forma de tolva revestida de hormigón, con una altura total máxima de 2.3 m, un radio de 1.8 m y un ancho superior máximo de 6.09 m.

#### Características y datos técnicos del Salto.

La longitud del tramo es de 772.48 metros, pero serán considerados para el entubamiento del canal 700 metros. Posee una pendiente del 1.26 % generando un salto de 8.82 metros. En este caso la potencia instalada sería de 2.55 [MW] y la energía anual disponible de 9.39 [GWh].



### 11VO TRAMO SELECCIONADO:

#### Ubicación del tramo.

Está ubicado desde la progresiva del canal 16540.04 hasta la 18440.5, se encuentra 770 m aguas abajo del Comparto Chachingo.

#### Sección del Canal.

El canal tiene una sección en forma de tolva revestida de hormigón. Cuenta con una altura total máxima de 2.3 m, un radio de 1.8 m y un ancho superior máximo de 6.09 m.

#### Características y datos técnicos del Salto.

El tramo tiene una longitud de 1900.46 m, de los que se consideran aprovechables 1000 metros. La pendiente en este tramo del canal San Martín es del 1.2 % produciendo un desnivel de 12 metros. En el 11vo Tramo seleccionado se podría obtener 3.47 [MW] de potencia instalada, y disponer de 12.78 [GWh] anualmente.



### 12VO TRAMO SELECCIONADO:

#### Ubicación del tramo.

Se encuentra entre las progresivas del canal 18440.5 y 18995.86, ubicado 2700 m aguas abajo del Comparto Chachingo.

#### Sección del Canal.

Cuenta con una sección en forma de tolva revestida de hormigón, con una altura total máxima de 2.3 m, un radio de 1.8 m y un ancho superior máximo de 6.09 m.

#### Características y datos técnicos del Salto.

La longitud del tramo es de 555.36 metros, pero serán considerados para el entubamiento del canal 470 metros. Posee una pendiente del 1.1 % generando un salto de 5.17 metros. En este caso la potencia instalada sería de 1.49 [MW] y la energía anual disponible de 5.51 [GWh].



### 13VO TRAMO SELECCIONADO:

#### Ubicación del tramo.

Este tramo abarca desde la progresiva 18995.86 hasta la progresiva 19206.83, se encuentra 110 m aguas arriba del Comparto Céspedes – Paraíso.

### Sección del Canal.

El canal en este tramo tiene una sección de tolva revestida de hormigón. La tolva posee una altura total máxima de 2.3 m, un radio de 1.8 m y un ancho superior máximo de 6.09 m.

### Características y datos técnicos del Salto.

El tramo posee una longitud de 210.97 metros, pero sólo se entubarían 120 metros. Este tramo cuenta con una pendiente del 1.3 %, es decir que se dispone de un salto de 1.56 metros. En este caso, se podría obtener una potencia instalada de 0.45 [MW] y una energía anual disponible de 1.66 [GWh].



### Características y datos técnicos del Salto.

La longitud del tramo es de 1102.04 metros, pero serán considerados para el entubamiento del canal 1000 metros. Posee una pendiente del 1.13 % generando un salto de 11.30 metros. En este caso la potencia instalada sería de 2.88 [MW] y la energía anual disponible de 10.48 [GWh].



### 14VO TRAMO SELECCIONADO:

#### Ubicación del tramo.

Está ubicado desde la progresiva del canal 19256.83 hasta la 20563.76, se encuentra 50 m aguas abajo Comparto Céspedes – Paraíso.

#### Sección del Canal.

El canal tiene una sección en forma de tolva revestida de hormigón. Cuenta con una altura total máxima de 2.3 m, un radio de 1.8 m y un ancho superior máximo de 6.09 m.

#### Características y datos técnicos del Salto.

El tramo tiene una longitud de 1306.93 m, de los que se consideran aprovechables 1000 metros. La pendiente en este tramo del canal San Martín es del 1.236 % produciendo un desnivel de 12.36 metros. En el 14vo Tramo seleccionado se podría obtener 3.15 [MW] de potencia instalada, y disponer de 11.47 [GWh].



### 16VO TRAMO SELECCIONADO:

#### Ubicación del tramo.

Este tramo abarca desde la progresiva 23212.03 hasta la progresiva 24435.96, se encuentra 3500 m aguas abajo del Comparto Céspedes Paraíso.

#### Sección del Canal.

El canal en este tramo tiene una sección de tolva revestida de hormigón. La tolva posee una altura total máxima de 2.3 m, un radio de 1.8 m y un ancho superior máximo de 6.09 m.

#### Características y datos técnicos del Salto.

El tramo posee una longitud de 1223.93 metros, pero sólo se entubarían 1000 metros. Este tramo cuenta con una pendiente del 1.215 %, es decir que se dispone de un salto de 12.15 metros. En este caso, se podría obtener una potencia instalada de 3.10 [MW] y una energía anual disponible de 11.27 [GWh].



### 15VO TRAMO SELECCIONADO:

#### Ubicación del tramo.

Se encuentra entre las progresivas del canal 22109.99 y 23212.03, ubicado 2900 m aguas abajo del Comparto Céspedes – Paraíso.

#### Sección del Canal.

Cuenta con una sección en forma de tolva revestida de hormigón, con una altura total máxima de 2.3 m, un radio de 1.8 m y un ancho superior máximo de 6.09 m.

Se adjunta resumen de posibles aprovechamientos de los 16 tramos evaluados.

N°	PROGRESIVAS		PEND o/o	DESCRIPCIÓN O DENOMINACIÓN	Long. Adoptada [m]	Salto Neto [m]	Potencia instalada [MW]	Energía Anual [GWh]
	INICIAL	FINAL						
1	7006.07	8091.07	1.0	3.5 km aguas abajo Comparto Lunlunta	950	9.50	3.48	13.52
2	8477.37	9190.17	1.0	3.2 km aguas arriba Toma Filtro Cruz de Piedra	620	6.20	2.27	8.82
3	9190.17	9893.01	1.31	2.5 km aguas arriba Toma Filtro Cruz de Piedra	610	7.97	2.92	11.34
4	9903.01	10545.32	2.32	1.8 km aguas arriba Toma Filtro Cruz de Piedra	560	12.99	4.75	18.48
5	10545.32	10944.56	4.8	1.2 km aguas arriba Toma Filtro Cruz de Piedra	320	15.36	5.62	21.86
6	10944.56	11740.4	1.07	800 m aguas arriba Toma Filtro Cruz de Piedra	700	7.50	2.75	10.68
7	11745.4	12240.4	1.07	5 m aguas abajo Toma Filtro Cruz de Piedra	400	4.29	1.52	5.86
8	12324.05	14460	1.09	85 m aguas abajo Comparto Naciente – Barrancas	1000	10.90	3.82	14.65
9	14470	15684.72	1.09	10 m aguas abajo Toma Ortega	1000	10.90	3.29	11.98
10	15767.56	16540.04	1.26	80 m aguas abajo Comparto Chachingo	700	8.82	2.55	9.39
11	16540.04	18440.5	1.2	770 m aguas abajo Comparto Chachingo	1000	12.00	3.47	12.78
12	18440.5	18995.86	1.1	2.7 km aguas abajo Comparto Chachingo	470	5.17	1.49	5.51
13	18995.86	19206.83	1.3	110 m aguas arriba Comparto Céspedes Paraíso	120	1.56	0.45	1.66
14	19256.83	20563.76	1.24	50 m aguas abajo Comparto Céspedes Paraíso	1000	12.36	3.15	11.47
15	22109.99	23212.03	1.13	2.9 km aguas abajo Comparto Céspedes Paraíso	1000	11.30	2.88	10.48
16	23212.03	24435.96	1.21	3.5 km aguas abajo Comparto Céspedes Paraíso	1000	12.15	3.10	11.27
Total de 16 Tramos:							47.52	179.77

## CANAL CACIQUE GUAYMALLÉN

### DETALLE DE SALTOS CANAL CACIQUE GUAYMALLÉN.

Se descartan los saltos n°1 a n°5 como factibles de realizar un aprovechamiento. Las Ubicaciones del centro de cada tramo se indican en la siguiente tabla (próxima página):

El relevamiento topográfico del canal Cacique Guaymallén ha podido identificar 43 saltos hidráulicos ubicados a lo largo de su trayectoria.

Para la posible instalación de minicentrales hidroeléctricas se ha llevado a cabo una selección de 24 saltos en los cuales se considera oportuno generar hidroelectricidad por el gran potencial energético que poseen. En cada uno de los saltos se detallan los siguientes aspectos: ubicación, sección del canal, salto neto, potencia instalada en [MW] y la energía eléctrica generada anualmente medida en [GWh].

Para calcular la energía se estimó que la utilización del canal por mes es de 22 días y se tuvo en cuenta que los meses Junio y Julio son despreciables debido a su escaso caudal. Para el cálculo de la potencia instalada se consideró un rendimiento del 75 %, promedio entre los rendimientos de la turbina, del generador y del transformador de salida y teniendo en cuenta el caudal que circula mensualmente por cada salto.

N°	TRAMOS			DESCRIPCIÓN O DENOMINACIÓN	UBICACIÓN CENTRO TRAMO								
	PROGRESIVAS		Long		WGS 84						POSGAR 94		
	INICIAL	FINAL			Lat. S [ ° ' " ]	Long. W [ ° ' " ]		NORTE X	ESTE Y	Alt. Elip.			
1	3084.48	3534	449.5	Salto N° 3 - Central Hidroeléctrica "Lujanita"	33	2	24.61	68	54	26.48	6 346 355.61	2 508 655.40	987.00
2	4314.9	4742.37	427.5	Salto N° 4, 5 y 6 - Higuera Lima, Calle Saez Peña, Higuera Chacras de Coria	33	1	59.66	68	53	53.53	6 345 526.73	2 509 509.71	975.00
3	5749.64	5958.05	208.4	Salto N° 7 - Toma Villanueva y Calderón.	33	1	32.78	68	53	15.66	6 344 758.89	2 508 654.00	959.00
4	6412.55	6679.91	267.4	Salto N° 8 (Batería de 5 escalones) - CALLE VIAMONTE	33	1	17.66	68	52	58.76	6 346 819.14	2 510 932.41	954.00
5	7563.7	7563.7	0	Salto N° 9 - Toma Morales y Solanilla.	33	0	54.7	68	52	34.26	6 347 525.74	2 511 569.09	942.00
6	8774.96	9339.9	564.9	Salto N° 11 y 12 - Calle Almirante Brown - Derivación 2° Guíñazú	33	0	11.96	68	52	5.09	6 348 841.51	2 512 327.84	929.00
7	9999.88	10200.9	201	Salto N° 14 y 15 - 120 m aguas abajo Pte. Calle Pueyrredón, Río seco Sosa	32	59	38.5	68	51	55.48	6 349 871.99	2 512 578.62	917.00
8	11273.8	11299.9	26.05	Salto N° 17 (Batería de 3 escalones) - 15 m aguas abajo Deriv. Carbometal	32	59	0.57	68	51	45.47	6 351 040.15	2 512 840.01	906.00
9	11564.6	11911.8	347.2	Salto N° 18, 19, 20 y 21 - Calle Besares, Canal de fuga Usina Electra	32	58	46.69	68	51	40.14	6 351 467.57	2 512 978.96	901.00
10	12683.1	13043.8	360.6	550 metros aguas arriba de Calle Juan José Paso	32	58	11.86	68	51	28.59	6 352 540.17	2 513 280.31	887.00
11	13980.6	14319.2	338.6	Salto N° 22, 23, 24, 25 - Dique Carrodilla, derivac. Cervecería Andes	32	57	32.28	68	51	12.41	6 353 758.92	2 513 702.17	869.00
12	14617.2	14816.5	199.3	Salto N° 26, 27 - 25 m aguas abajo Calle Baigorria	32	57	16.86	68	51	3.14	6 354 233.62	2 513 943.60	859.00
13	15284.9	15284.9	0	Salto N° 28 (Salto Cervecería)	32	57	1.04	68	50	50.34	6 354 720.50	2 514 276.75	851.00
14	15781.7	15817.1	35.45	Salto N° 29 - 130 m aguas abajo pte calle Peltier	32	56	46.88	68	50	40.42	6 355 156.35	2 514 535.06	845.00
15	16301	16306	5.05	Salto N° 30 - 400 m aguas arriba de Pte Olive	32	56	31.36	68	50	34.04	6 355 634.22	2 514 701.49	835.00
16	17209.1	17263.4	54.33	Salto N° 31 - Umbral entrada toma Usina ECSA	32	56	2.98	68	50	24.45	6 356 508.13	2 514 951.93	823.00
17	17742.1	18295.2	553.1	Salto N° 32, 33 - Dique Pilar, Calle Rivadavia	32	55	36.05	68	50	18.29	6 357 337.51	2 515 113.23	812.00
18	18570.5	19004.9	434.5	Salto N° 34, 35 - Dique Tajamar, Calle Montecaseros	32	55	9.57	68	50	16.63	6 358 153.20	2 515 157.61	798.00
19	19561.3	20014.3	453.1	Salto N° 36, 37 - Calle Alvear, Desembocadura Cause antiguo Maure	32	54	41.46	68	50	19.68	6 359 019.29	2 515 079.69	787.00
20	20245.9	20250.9	5	Salto N° 38 - 300 m aguas arriba pte. Calle Brasil	32	54	26.35	68	50	17.65	6 359 484.69	2 515 133.15	778.00
21	21065.2	21065.2	0	Salto N° 40 - 50 m aguas arriba Calle Morón	32	54	0.58	68	50	9.35	6 360 278.24	2 515 350.07	768.00
22	21478.4	21478.4	0	Salto N° 41 - 30 m aguas arriba nudo Acceso Este	32	53	49.29	68	50	1.85	6 360 625.74	2 515 545.53	751.00
23	22074.1	22074.1	0	Salto N° 42 - 35 m aguas arriba Pte. Norte Rotonda C ALEM.	32	53	32.29	68	49	50.81	6 361 148.99	2 515 833.30	753.00

## DESCRIPCIÓN DE LOS SALTOS.

### SALTO N° 6:

#### Ubicación del Salto.

Está ubicado en la progresiva del canal 4742.37 en la toma Chacras de Coria – La Falda. Situado 80 metros aguas abajo del Aforador Drummond.

#### Sección del Canal.

Aguas arriba del salto la sección del canal tiene forma rectangular, el cuenco del salto también tiene una sección rectangular con revestimiento de hormigón. Seguido del cuenco, comienza una sección sin revestimiento.

#### Características y datos técnicos del Salto.

El salto bruto tiene 4.43 metros de altura. La potencia instalada de este salto sería de 1.33 [MW] y la energía anual disponible en este salto sería de 5.06 [GWh].



### SALTO N° 7:

#### Ubicación del Salto.

Se encuentra en la progresiva del canal 5809.32, ubicado 5 metros aguas abajo de la toma Villanueva y Calderón, y 90 metros aguas abajo del Aforador H. M. S. V. C.

#### Sección del Canal.

Aguas arriba del salto, el canal se encuentra sin revestir. Este salto posee una sección rectangular con el fondo sin revestir y los muros laterales de hormigón y aguas abajo del salto, la forma del canal continúa sin revestimiento.

#### Características y datos técnicos del Salto.

El salto bruto es de 4,41 m. Su potencia instalada sería de 0.96 [MW] y dispondría de una energía anual de 3.58 [GWh].



### **SALTO N° 8:**

#### **Ubicación del Salto.**

Está ubicado en la progresiva 6428.78 en Drummond, situado 12 metros aguas abajo del puente de la Calle Viamonte – Chile.

#### **Sección del Canal.**

Aguas arriba y aguas abajo del salto, la sección del canal se encuentra sin revestimiento.

#### **Características y datos técnicos del Salto.**

Este salto cuenta con una batería de 5 escalones con un desnivel de 2.03 m, 1.12 m, 1.66 m, 1.23 m y 0.34 m respectivamente. Tiene un salto bruto de 6.38 m, se podría obtener una potencia instalada de 1.80 [MW] y una energía anual disponible de 6.70 [GWh].



### **SALTO N° 9:**

#### **Ubicación del Salto.**

Se encuentra ubicado en la progresiva del canal 7563.7, situado en la toma de la hijuela Morales y Solanilla.

#### **Sección del Canal.**

Aguas arriba y aguas abajo del salto, la sección del canal es rectangular con el fondo sin revestir y los muros laterales son de hormigón.

#### **Características y datos técnicos del Salto.**

Posee un salto bruto de 2.30 m, su potencia instalada sería de 0.65 [MW] y dispondría de una energía anual de 2.41 [GWh].



### **SALTO N° 11:**

#### **Ubicación del Salto.**

Se ubica en la progresiva del canal 8774.96, se encuentra 11 metros aguas abajo de la Calle Almirante Brown.

#### **Sección del Canal.**

El canal posee una sección rectangular con muros de hormigón en los laterales y con el fondo sin revestimiento aguas arriba y aguas abajo del salto.

### **Características y datos técnicos del Salto.**

El salto bruto es de 2.90 metros. Tendría una potencia instalada de 0.82 [MW] y la energía anual disponible sería de 3.04 [GWh].



### **SALTO N° 12:**

#### **Ubicación del Salto.**

Está ubicado en la progresiva 9200.74, y se encuentra 420 metros aguas abajo de la Calle Almirante Brown.

#### **Sección del Canal.**

Aguas abajo del salto, el canal tiene sección rectangular, aguas arriba la sección rectangular carece de revestimiento en el fondo del canal y cuenta con muros de hormigón en sus laterales.

#### **Características y datos técnicos del Salto.**

Posee un salto bruto de 1.88 m, su potencia instalada sería de 0.53 [MW] y dispondría de una energía anual de 1.97 [GWh].



### **SALTO N° 14:**

#### **Ubicación del Salto.**

Se encuentra en la progresiva del canal 9999.88, situado 30 m aguas arriba del Río Seco Sosa y 120 m aguas abajo del Puente de la Calle Pueyrredón.

#### **Sección del Canal.**

La sección del salto es de forma rectangular. Aguas arriba y abajo de este salto, la sección del canal es rectangular con los muros laterales de hormigón y el fondo del canal se encuentra sin revestimiento.

#### **Características y datos técnicos del Salto.**

Cuenta con una batería doble de 2.79 m y 0.64 m cada escalón, haciendo un salto bruto de 3.43 m. La potencia instalada de este salto sería de 0.97 [MW] y la energía anual disponible de 3.60 [GWh].



### **SALTO N° 17:**

#### **Ubicación del Salto**

Se ubica en la progresiva del canal 11273.81, aquí se encuentra la derivación de la hijuela Carbometal y está 200 m aguas abajo del Dique Electra.

#### **Sección del Canal.**

En este sector, la sección del canal aguas arriba del salto es rectangular con el fondo revestir, y aguas abajo del salto el canal no está revestido, salvo el margen de la izquierda que posee un muro de hormigón.

#### **Características y datos técnicos del Salto.**

El salto cuenta con una batería de 3 escalones de 1.94 m, 0.69 m y 0.20 m respectivamente, en total, el salto bruto es de 2.83 metros. Tendría una potencia instalada de 0.71 [MW] y la energía anual disponible sería de 2.58 [GWh].



### **SALTO N° 18 (SALTO CENTRAL CARBOMETAL):**

#### **Ubicación del Salto.**

Se ubica en la progresiva del canal 11585.65, debajo del puente de la Calle Besares.

#### **Sección del Canal.**

El canal posee una sección rectangular con muros de hormigón en los laterales y con el fondo sin revestimiento aguas arriba y aguas abajo del salto.

#### **Características y datos técnicos del Salto.**

Cuenta con una batería de 2 escalones de 2.83 m y 0.94 m haciendo un salto bruto de 3.77 m. Tendría una potencia instalada de 1.01 [MW] y la energía anual disponible sería de 3.65 [GWh].



### **SALTO N° 22:**

#### **Ubicación del Salto.**

Se encuentra ubicado en la progresiva del canal 13995.16, en el Dique Carrodilla, donde nace la descarga al Canal Jarillal y al Canal Sobremonte.

### **Sección del Canal.**

En este tramo hasta 5 metros antes de llegar al salto N° 23, la sección del canal no posee revestimiento, solamente cuenta con un muro de hormigón en el margen derecho del cause.

#### **Características y datos técnicos del Salto.**

El salto bruto es de 2.54 metros. Tendría una potencia instalada de 0.50 [MW] y la energía anual disponible sería de 1.72 [GWh].



### **SALTO N° 23:**

#### **Ubicación del Salto.**

Se ubica en la progresiva del canal 14094.8, a una distancia de 90 metros aguas abajo del Dique Carrodilla.

#### **Sección del Canal.**

En este salto la sección del canal es rectangular con los fondos sin revestir, aguas abajo del salto, el cause continúa con la misma forma.

#### **Características y datos técnicos del Salto.**

Posee un salto bruto de 2.91 m, su potencia instalada sería de 0.57 [MW] y dispondría de una energía anual de 1.97 [GWh].



### **SALTO N° 27:**

#### **Ubicación del Salto.**

Está ubicado en la progresiva 14762.83, a 40 m aguas abajo del cruce ferrocarril en zona del puente Baigorria.

#### **Sección del Canal.**

La forma del canal en este tramo es rectangular con muros de hormigón en los laterales y el fondo se encuentra sin revestimiento.

#### **Características y datos técnicos del Salto.**

El salto cuenta con una rápida de 3.54 m y un escalón de 0.75 m, el salto bruto es de 5.03 m. Tendría una potencia instalada de 0.99 [MW] y la energía anual disponible sería de 3.41 [GWh].



### **SALTO N° 28:**

#### **Ubicación del Salto**

Está ubicado en la progresiva del canal 15284.92, a la altura de la Cervecería Andes.

#### **Sección del Canal.**

La forma del canal en este sector continúa siendo rectangular con el fondo sin revestir y muros de hormigón en los márgenes.

#### **Características y datos técnicos del Salto.**

El salto bruto es de 3.10 metros. La potencia instalada sería de 0.61 [MW] y dispondría de una energía anual de 2.10 [GWh].



### **SALTO N° 29:**

#### **Ubicación del Salto**

Se encuentra en la progresiva 15781.68 y está 130 metros aguas abajo del puente de la Calle Peltier.

#### **Sección del Canal.**

Aguas arriba del salto, el canal tiene forma rectangular, con muros de hormigón en ambos márgenes del cause y con el fondo sin revestimiento, aguas abajo del salto, el canal continúa con sección rectangular y revestimiento de hormigón.

#### **Características y datos técnicos del Salto.**

Posee una rápida de 3.43 m y un escalón de 0.54 m, el salto bruto es de 3.97 m. La potencia instalada de este salto sería de 0.78 [MW] y la energía anual disponible en este salto sería de 2.69 [GWh].



### **SALTO N° 30:**

#### **Ubicación del Salto.**

Se encuentra ubicado en la progresiva del 16300.99, se encuentra 420 m aguas arriba del Puente Olive.

#### **Sección del Canal.**

La forma del canal en este sector es rectangular. Posee muros laterales de hormigón y el fondo se encuentra sin revestimiento.

#### **Características y datos técnicos del Salto.**

El salto consta de una batería doble, con escalones de 0.88 m

y 2.08 m. en total hacen un salto bruto de 2.96 m. La potencia instalada sería de 0.58 [MW] y la energía anual disponible en este salto sería de 2.00 [GWh].



### **SALTO N° 31:**

#### **Ubicación del Salto.**

Ubicado en la progresiva del canal 17209.08, en la toma para la usina ECSAL, actualmente en desuso 230 metros aguas arriba del Puente Catelli.

#### **Sección del Canal.**

El cause tiene forma rectangular con el fondo sin revestir y ambos márgenes cuentan con muros de hormigón.

#### **Características y datos técnicos del Salto.**

Posee un salto bruto de 2.30 m, su potencia instalada sería de 0.65 [MW] y dispondría de una energía anual de 2.41 [GWh].



### **SALTO N° 32:**

#### **Ubicación del Salto.**

Situado en la progresiva 17766.64, es el salto del Dique Pilar. Aquí nace la derivación al Canal Alejandro Mathus Hoyos. El salto se encuentra 130 metros aguas abajo del puente de la Calle Álvarez Thomas.

#### **Sección del Canal.**

Aguas arriba del salto, el canal tiene sección rectangular, con los muros de hormigón y el fondo sin revestir. Luego del salto, el canal continúa con una sección mixta compuesta por muros de hormigón, losa de fondo de hormigón y una canaleta central revestida con piedra mampuesta.

#### **Características y datos técnicos del Salto.**

El salto bruto es de 1.83 m, con esta altura, se podría obtener una potencia instalada de 0.31 [MW] y dispondría de una energía anual de 1.04 [GWh].





### **SALTO N° 34:**

#### **Ubicación del Salto.**

Se ubica en la progresiva del canal 18833.82 en el Dique Tajamar, 130 m aguas arriba del puente de la Calle Montecaseros y 25 metros aguas arriba de la desembocadura del Canal Maure, frente al Club Deportivo Godoy Cruz Antonio Tomba.

#### **Sección del Canal.**

Este tramo del canal tiene sección rectangular, con los muros de hormigón y el fondo sin revestir.

#### **Características y datos técnicos del Salto.**

Consta con una batería de 4 escalones, los escalones tienen respectivamente 1.46 m, 0.82 m, 0.64 m y 0.41 m. en conjunto forman un salto bruto de 3.55 metros, del cual se podría obtener una potencia instalada de 0.57 [MW] y dispondría de una energía anual de 1.92 [GWh].



### **SALTO N° 35:**

#### **Ubicación del Salto.**

Está situado en la progresiva 19004.92, ubicado 25 metros aguas abajo del puente de la Calle Montecaseros – Balcarce.

#### **Sección del Canal.**

El canal cuenta con una sección rectangular revestida de hormigón.

#### **Características y datos técnicos del Salto.**

El salto bruto es de 2.82 m. De este salto se podría obtener una potencia instalada de 0.45 [MW] y una energía anual de 1.52 [GWh].



### **SALTO N° 36:**

#### **Ubicación del Salto.**

Se ubica en la progresiva del canal 19881.24, 170 m aguas arriba del puente de la Calle Minuzzi y 270 metros aguas abajo del puente de la Calle Alvear.

#### **Sección del Canal.**

El canal cuenta con una sección rectangular con muros de hormigón y el fondo sin revestir.

### **Características y datos técnicos del Salto.**

Este salto posee un escalón con un desnivel de 2.33 m y 0.29 m respectivamente, en conjunto logran un salto bruto de 2.62 m. Tendría una potencia instalada de 0.42 [MW] y la energía anual disponible sería de 1.41 [GWh].



### **SALTO N° 38:**

#### **Ubicación del Salto.**

Ubicado en la progresiva del canal 20245.94, situado 180 metros aguas abajo del puente de la calle Minuzzi y 300 metros aguas arriba del puente de la calle Brasil.

#### **Sección del Canal.**

El canal cuenta con una sección rectangular con muros de hormigón y el fondo sin revestir

#### **Características y datos técnicos del Salto.**

El salto bruto es de 2.62 m. Tendría una potencia instalada de 0.42 [MW] y la energía anual disponible sería de 1.41 [GWh].



### **SALTO N° 40:**

#### **Ubicación del Salto.**

Está situado en la progresiva 21065.21, ubicado 40 metros aguas arriba del puente de la Calle Morón.

#### **Sección del Canal.**

El canal cuenta con una sección rectangular revestida de hormigón.

#### **Características y datos técnicos del Salto.**

El salto bruto es de 5.01 m. De este salto se podría obtener una potencia instalada de 0.81 [MW] y una energía anual de 2.70 [GWh].



**SALTO N° 41:****Ubicación del Salto.**

Se encuentra en la progresiva del canal 21478.41 ubicado a 70 metros del puente de la calle José Vicente Zapata.

**Sección del Canal.**

Agua arriba del salto, la sección del canal es rectangular revestida de hormigón. Y agua abajo del salto, el canal tiene sección rectangular, con los muros de hormigón y el fondo sin revestir.

**Características y datos técnicos del Salto.**

Cuenta con un salto bruto de 1.61 metros. De este salto se podría obtener una potencia instalada de 0.26 [MW] y una energía anual de 0.87 [GWh].

**SALTO N° 42:****Ubicación del Salto.**

Ubicado en la progresiva del canal 22074.05, situado 45 metros aguas abajo del puente norte de la rotonda de la calle Além y 90 metros aguas arriba del puente de la calle Garibaldi – Saavedra.

**Sección del Canal.**

El canal cuenta con una sección rectangular revestida de hormigón.

**Características y datos técnicos del Salto.**

El salto bruto es de 2.49 m. Tendría una potencia instalada de 0.40 [MW] y la energía anual disponible sería de 1.34 [GWh].



Nº	PROGR. INICIAL	Nº salto	DESCRIPCIÓN O DENOMINACIÓN	Salto Neto [m]	Potencia instalada [MW]	Energía Anual [GWh]
1	4742.37	6	Toma Chacras - La Falda	4.43	1.33	5.06
2	5809.32	7	Toma Morales, Solanilla, Villanueva y Calderón	3.41	0.96	3.58
3	6428.78	8	Salto Drummond, S/Pte Viamonte - Chile	6.39	1.80	6.70
4	7563.7	9	200 m aguas arriba Puente Catelli	2.30	0.65	2.41
5	8774.96	11	Calle Almirante Brown	2.90	0.82	3.04
6	9200.74	12	420 m aguas abajo Calle Almirante Brown	1.88	0.53	1.97
7	9999.88	14	120 m aguas abajo Pte. Calle Pueyrredón	3.43	0.97	3.60
8	11273.81	17	200 m aguas abajo Dique Electra	2.83	0.71	2.58
9	11585.65	18	Salto central Carbometal	4.01	1.01	3.65
10	13995.16	22	Dique Carrodilla	2.54	0.50	1.72
11	14094.8	23	Salto Pasarela Puntilla / Carrodilla	2.91	0.57	1.97
12	14762.83	27	40 m aguas abajo del cruce ferrocarril en zona pte Baigorria	5.03	0.99	3.41
13	15284.92	28	Salto Cervecería	3.10	0.61	2.10
14	15781.68	29	Salto a 130 m aguas abajo pte calle Peltier	3.97	0.78	2.69
15	16300.99	30	400 m aguas arriba de Pte OLIVE	2.96	0.58	2.00
16	17209.08	31	Umbral entrada toma Usina ECSAL	5.20	1.03	3.52
17	17766.64	32	Salto Dique pilar	1.83	0.31	1.04
18	18833.82	34	Dique Tajamar	3.55	0.57	1.92
19	19004.92	35	Salto 25 m aguas abajo Calle Montecaseros	2.82	0.45	1.52
20	19881.24	37	170 m aguas arriba calle MINUZZI	2.62	0.42	1.41
21	20245.94	38	300 m aguas arriba pte Calle BRASIL	2.62	0.42	1.41
22	21065.21	40	Salto 15 m Ag. Arriba C. MORON	5.01	0.81	2.70
23	21478.41	41	Salto 30 m Ag Arr. nudo Acceso Este	1.61	0.26	0.87
24	22074.05	42	Salto 45 m Ag. Ab. Pte Norte Rotonda C ALEM.	2.49	0.40	1.34
<b>Total de 24 saltos:</b>					<b>17.49</b>	<b>62.23</b>

## SECCIÓN II

### PLANTEO DE DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS TIPO EN AMBOS CANALES

### MEMORIA DESCRIPTIVA CENTRALES HIDROELÉCTRICAS TIPO EN CAUCES DE RIEGO CANAL SAN MARTÍN Y CANAL CACIQUE GUAYMALLÉN – RÍO MENDOZA

#### INTRODUCCIÓN

##### Generalidades

La construcción de Minicentrales Hidroeléctricas en cauces regulados, principalmente con fines de riego como lo son los canales matrices Cacique Guaymallén y el San Martín de la cuenca del río Mendoza, impone la necesidad de resolver varios aspectos técnicos que son común denominador en las obras en cuestión, dado que considerando cada canal por separado se pueden ubicar diferentes proyectos de aprovechamientos hidroeléctricos a lo largo de su traza.

Estos proyectos dispuestos en serie comparten similares características en cuanto a caudales de diseño, geometría de secciones transversales y demás parámetros hidráulicos. Si bien estas características no son para todos los tramos igual se puede decir que se pueden agrupar a los distintos aprovechamientos hidroeléctricos de acuerdo a tipologías comunes. En el diseño de tales centrales se siguen criterios generales que luego deben ser adaptados a requerimientos específicos de cada proyecto en particular.

El proyecto se ha desarrollado a nivel de inventario por lo que la descripción de las obras aquí consideradas y los criterios de diseño aplicados no suponen un proyecto completo siendo necesarios en muchos órganos del aprovechamiento estudios más completos que incluyan obras y equipamientos específicos.

##### Componentes de la Obras

Un aprovechamiento hidroeléctrico se compone de diversos tipos de obras, a los efectos de lograr una sistematización de las mismas es que dividimos estas en obras civiles, obras hidromecánicas y eléctricas. Esta clasificación general no

significa que los mismos no se interrelacionan entre sí, sino todo lo contrario, solo que intenta diferenciar los aspectos constructivos y técnicos involucrados en cada una de ellas. Dentro de las obras civiles se encuentra la cámara de carga, la tubería forzada y la casa de máquinas. En tanto las obras hidromecánicas principales son las válvulas y/o compuertas y la pieza fundamental del proyecto el grupo turbogenerador. Además de estos elementos forman parte de un aprovechamiento hidroeléctrico otros elementos netamente eléctricos y demás sistemas auxiliares cuya descripción queda fuera del alcance de este documento.

##### Ubicación de las obras

Para el desarrollo de los proyectos aquí considerados se seleccionaron ubicaciones situadas en un entorno rural, las cuales contienen parcelas de pequeño y mediano tamaño con cultivos de vides y frutales en su mayoría. En estas zonas se encuentran ubicadas industrias agroalimentarias y bodegas. Se cuenta con servicio eléctrico, calles de acceso pavimentadas en el caso de las principales y enripiadas las secundarias. Existen sectores en los que se reúnen algunas casas en un determinado tramo de las calles. En forma sintética se podría decir que el proyecto se ubica en una zona rural, próxima a una zona semi-rural. Descartándose puntos ubicados sobre las zonas urbanizadas, recordando que ambos canales en parte de su recorrido atraviesan áreas tipo urbanas de los departamentos de Lujan de Cuyo para el caso del canal San Martín y Godoy Cruz, Guaymallén y Ciudad para el caso del canal Cacique Guaymallén.

##### CANAL SAN MARTÍN

El Primer tramo del Canal San Martín es una obra que data de los años 1946 a 1953, período en los que se fue construyendo por partes de menor longitud. Este tramo está comprendido entre el compartimiento principal del Canal Gran Matriz, este último derivado del dique Ing. César Cipolletti y el compartimiento del Céspedes. La longitud del tramo es de 19.2 km y la capacidad de conducción adoptada en su diseño es de 50 m<sup>3</sup>/s. La característica fundamental del mismo es el aprovechamiento de la pendiente total del terreno. A lo largo del tramo las pendientes toman valores que van desde 0.5 % hasta un máximo de 4.8 %, lo que significa velocidades de escurrimiento elevadas (superiores a 7 m/s). Si bien la mayor proporción de caudales transportados se destina a riego agrícola también abastece a plantas potabilizadoras.

##### MINICENTRAL TIPO

Con el objetivo de diseñar una obra de aprovechamiento hidroeléctrico que utilice las aguas del canal y que se adapte a lo largo de su traza en diversos emplazamientos del primer tramo se han proyectado las instalaciones aquí descritas.

Teniendo en cuenta que el canal recorre desde su inicio una zona cultivada, y en ocasiones con urbanización en sus márgenes, el criterio general de diseño adoptado se basó en ocupar el menor espacio posible para la ubicación de los elementos necesarios para el aprovechamiento hidroeléctrico. Este proyecto en particular se desarrolla exclusivamente en el área de servicio del canal, lo que implica que las obras se limiten en sentido transversal a la traza del canal, en cambio en sentido longitudinal el desarrollo no es un factor limitante.

## **OBRAS CIVILES**

### **Cámara de Carga**

Las aguas del cauce se conducen a superficie libre en una sección tolva y por tanto se deben interceptar para luego ser conducidas a presión en una tubería hasta la turbina. Esto se logra mediante estructura que deriva el agua desde el canal hasta la tubería, denominada cámara de carga.

La cámara de carga se compone de otros elementos menores, todos compuestos de hormigón armado. Al inicio de la misma hacia aguas arriba recibe las aguas por medio de una transición de tipo expansión en el sentido transversal. Esta estructura realiza la transformación desde la sección tolva del canal hasta una sección rectangular de un ancho de 15.60 m. En sentido longitudinal la transición presenta un perfil giboso el que culmina con un fuerte descenso de la solera y mediante una curva de enlace tipo parabólica empalma una superficie recta inclinada unos 45 °.

Luego de la transición da inicio un cuenco que consta con un vertedero tipo "pico de pato" que divide el cauce, por lo que a ambos lados del mismo se materializa una sección rectangular que conforma la aproximación a la aducción de las tuberías. La característica principal de estas dos conducciones rectangulares a superficie libre es su ancho variable, por cuanto comienza con una sección de 6.20 m al inicio de la misma y finaliza con un ancho de 3.50 m previo al inicio de la aducción.

Dado que la obra toma aguas de un cauce de riego y por tanto se debe asegurar la conducción del líquido bajo cualquier condición de operación de la Minicentral se ha previsto un By Pass. La materialización de dicho By Pass se efectúa a través del propio canal, al cual ingresan los caudales por intermedio del vertedero del tipo "pico de pato" ubicado en el centro de la cámara de carga. Es decir que en caso de que los caudales sean mayores a los máximos admitidos por la turbina o que se encuentre fuera de servicio la misma los caudales ingresan a la cámara de carga y mediante desborde del vertedero vuelven al canal para continuar su cauce por el trazado original del canal.

El vertedero "pico de pato" tiene un radio de 1.65 m en el sector circular donde llegan las aguas de la transición y luego se ensancha gradualmente desde una sección transversal rectangular de 2.70 m de ancho hasta una de 5.05 m de ancho. La cresta del vertedero mantiene un perfil horizontal y el fondo del canal generado al interior del vertedero sigue la pendiente longitudinal original del canal. Luego el vertedero se conecta con el canal original mediante una transición que inicia aproximadamente a la altura de las aducciones.

En la entrada a la aducción de cada tubería se coloca una reja cuyas características se describen más adelante. Aguas abajo de estas rejillas sigue una embocadura acampanada que da inicio a la estructura de transición a la tubería ejecutada en hormigón armado y de sección tubular. Esta transición presenta sección rectangular en el inicio y sección circular en su fin donde conecta con la tubería, por lo que se trata de estructuras con superficies alabeadas.

Sobre el lateral de cada canal de aducción en la mitad de su longitud se ubica un pozo de quietamiento para colocar sensores de parámetros hidráulicos (profundidad) que son elementos destinados a el control automática de la operación de la central.

### **Tubería Forzada**

Como se mencionó anteriormente la conducción de los caudales para turbinar y producir energía eléctrica se lleva a cabo mediante dos tuberías de PRFV de 3.60 m de diámetro que siguen una traza paralela al canal, una en cada lado del mismo. La posición de las tuberías en una cota de debajo del nivel de terreno tiene el objetivo de evitar el ingreso de aire a las tuberías. Por ello a lo largo de la traza de las conducciones se entierran más profundo en su primera parte, y luego con el propósito de disminuir los costos por excavación se llevan hasta una profundidad menor, en la mayor parte de su recorrido. Al finalizar las tuberías nuevamente se llevan a mayor profundidad para realizar el encuentro de las mismas por debajo del nivel de la solera del canal en el centro de este, en una estructura de transición denominada colector.

Este colector unifica las tuberías en una sola, la cual ingresa al inicio de la isla central que conforma la central hidroeléctrica.

### **Conducto de Aireación**

Aguas abajo de la aducción y al inicio de cada tubería se instala un conducto de aireación con el propósito de evitar la succión que se produce en las tuberías al cerrar la válvula de cierre de la casa de máquinas. Este conducto será una tubería revestida en hormigón para protegerla de los factores climáticos, la

cual llevará en su parte superior un sombrero para evitar el ingreso de elementos extraños a la tubería.

### **Casa de Máquinas**

Con el criterio de ocupar el menor espacio posible para contener las instalaciones necesarias para transformar la energía hidráulica en energía eléctrica se plantea una estructura caracterizada por desviar el cauce en dos cauces auxiliares y formar una isla. La idea central del proyecto es utilizar esta isla para ubicar sobre ella la casa de máquinas.

Las estructuras de la casa de máquinas comienzan con la desviación del canal By-Pass. Dicho canal es el existente y por tanto desde la sección tova hasta la rectangular se interpone una transición de tipo expansión. Una vez alcanzada la máxima sección transversal se inicia la denominada "isla" cuya forma es similar a la proa de un barco con el objeto de dividir los caudales del By-Pass en dos canales rectangulares que corren en ambos lados de la estructura. La estructura edilicia exterior de la casa de máquinas abarca toda la sección de la isla incluyendo los canales exteriores, encima de los cuales se construyen losas.

El ingreso de la tubería a la casa de máquinas es por el centro de la isla y desde abajo, ya que las tuberías forzadas laterales son llevadas hasta un nivel inferior a la solera del canal para ser reunidas en el centro de la traza del canal existente. De esta manera se reúne todo el caudal en una sola tubería mediante una estructura de transición denominada colector. Luego la tubería se dirige hacia arriba para encontrarse sobre el nivel de coronamiento del By-Pass.

Tanto el colector como el tramo ascendente de la tubería se prevé se recubran con hormigón a modo de bloque de anclaje para resistir los esfuerzos de la estructuras.

Dentro de la casa de máquinas se ubican los principales componentes hidromecánicos de la obra, una válvula que sirve como dispositivo de cierre ante la salida de operación de la central, la turbina, el generador y los tableros de control de maniobras. La turbina descarga los caudales en un tubo difusor acodado, para luego ser finalmente restituidos al canal existente.

Con el objeto de evitar los costos de un puente grúa se prevé que el techo la casa de máquinas se materialice con una estructura metálica corrediza. De esta manera ante una eventual tareas de mantenimiento y reparación en la que se necesite retirar alguna pieza de peso considerable se puede desplazar el techo y utilizar una grúa móvil.

La arquitectura de la casa considera techo a dos aguas, canaletas de agua de lluvia y bajadas, ventanales en cada piso en cada una de las paredes exteriores y portón de acceso. En cuanto a los muros en esta obra se considera una combinación de muros de hormigón en zonas en contacto con el agua y de mampostería en zonas de muros exteriores.

### **Obra de Restitución de Caudales**

Luego de convertir la energía hidráulica en energía mecánica mediante la transferencia de esfuerzos en los rodets de la turbina los caudales deben ser restituidos al cauce original mediante un tubo de aspiración o desfogue. Esta estructura comienza ejecutada en metal y luego concluye en hormigón armado. En cuanto a su forma geométrica se inicia en una sección circular, luego se transforma en elíptica en la zona de la curva y gradualmente se lleva a la forma rectangular, desde donde se ejecuta totalmente en hormigón.

Debido a la diferencia de nivel entre el socaz del tubo difusor (punto mas bajo) y la solera del canal por encima de éste, en la transición de salida se conforma un cuenco. Esta diferencia de niveles lleva a que se deba colocar una compuerta en el extremo del tubo difusor con el fin de evitar la inundación de parte de la turbina en momentos que circulen los caudales por el By-Pass ante una eventual salida de servicio de la central.

Dado que los canales laterales del By-Pass al igual que los conductos de desfogue de las válvulas desembocan en el cuenco el fondo de tal obra sube en forma progresiva desde su punto más bajo hasta el encuentro con la solera del canal existente.

## **OBRAS HIDROMECÁNICAS**

### **Rejillas de Limpieza**

Ubicadas aguas arriba de la aducción de cada una de las tuberías las rejillas de limpieza se conforman de barrotes de hierro de sección rectangular dispuesta con una distancia entre ejes de aproximadamente 100 mm. Las rejillas son del tamaño de la sección transversal, cuyo fin es retener el material en suspensión (principalmente hojas y ocasionalmente pequeñas ramas).

Las rejas se apoyan en un perfil angular empotrado en el hormigón en su parte inferior. Mientras en la parte superior descansan directamente en un eje transversal y horizontal empotrado a una losa utilizada como base para recoger los elementos atrapados en la rejilla. La longitud de las mismas provoca que se deban colocar vigas horizontales intermedias para reducir los esfuerzos que deben soportar los barrotes verticales.

El método de limpieza previsto es mecánico mediante un dispositivo que hace pivotar las rejillas sobre el eje horizontal superior y eleva al mismo tiempo los materiales recogidos hasta la losa superior.

### **Colector**

La función del colector es la de reunir las dos tuberías que corren por las márgenes del canal en un conducto único para acceder a la cámara de ingreso a la turbina. El proyecto y la fabricación de este accesorio requieren un estudio específico del tema, siendo la razón principal la complejidad geométrica y los esfuerzos estructurales a los que se someten estas estructuras, además la distorsión en el flujo plantea un problema hidráulico a resolver.

Sobre el mismo colector se proyectan hacia aguas abajo la prolongación de dos tramos de tubería que continúan a las tuberías a presión. Estos dos tramos rematan en un Válvula Disipadora cada uno ubicada en el nivel inferior de la Casa de Máquinas.

Luego de este colector se coloca un codo hacia arriba, seguido de un tramo recto de corta longitud y nuevamente se instala un codo que deja la tubería en posición horizontal para la aproximación hacia la válvula mariposa antes de acceder a la turbina.

### **Órganos de seguridad y control**

La operación de la central requiere que se instalen válvulas y compuertas para habilitar o no el paso de los caudales según las necesidades de operación del sistema.

Los elementos de control principales son las compuertas en la Cámara de Carga y las Válvulas de cierre y las Disipadoras en la Casa de Máquinas.

### **Válvulas disipadoras**

Las válvulas de disipación tienen como objetivo garantizar un correcto flujo hacia aguas abajo, así como en caso de parada de la turbina y el consiguiente cierre de la válvula mariposa, disminuir el efecto del golpe de ariete. Se ubican a los laterales de la casa de máquinas, debajo de los canales que materializan el by-pass en ese sector del aprovechamiento. Esta ubicación provoca que las cámaras que las contienen y a las cuales descargan los caudales se encuentren sumergidas. Dado que para el funcionamiento de las mismas se necesita una aspiración de aire se prevé la conexión a la atmósfera por intermedio de una chimenea de sección rectangular. Esta chimenea en su parte superior está provista de una reja de protección ante posibles actos vandálicos.

El desagüe de los caudales desde las cámaras donde se encuentran las válvulas al canal se realiza por medio del cuenco formado al fin del tubo difusor de la turbina.

### **Válvula de cierre**

El grupo turbina y generador, está dotado de una válvula de cierre, la cual tiene la tarea de sacar de funcionamiento el equipo en caso de una parada de emergencia o bien una parada de mantenimiento.

La válvula de cierre es una válvula mariposa de dimensiones adecuadas al paso del caudal máximo del grupo, y dotado de un mecanismo de cierre por contrapeso, lo que garantiza su funcionamiento también en ausencia de energía y en caso de una parada de emergencia.

### **Compuertas**

Tanto en inicio como el fin de los conductos a presión se ubican compuertas que limitan la circulación de los caudales desde y hacia la conducción a superficie libre.

Las compuertas ubicadas en la Cámara de Carga sobre el canal de ingreso a la aducción de la tubería son de tipo deslizamiento planas, tienen la función de cortar o habilitar el paso del agua hacia la tubería forzada. Las dimensiones de estas compuertas son 5.00 m de ancho por 6.40 de alto.

Sobre el final del tubo difusor se emplaza una compuerta también de tipo de deslizamiento plana, cuyas dimensiones son 8.00 m de ancho por 3.00 de alto. Esta compuerta es la encargada de controlar el flujo desde el canal hacia la turbina en caso de parada de la central y operación del canal.

## **OBRAS AUXILIARES**

### **Cierre perimetral**

La ubicación de las obras en zonas rurales y próximas a zonas semi-rurales obliga a que se deban proteger las instalaciones de posibles actos de vandalismo. Esto obliga a que se deba realizar cierres perimetrales de alambre tejido para la estructuras de la Cámara de Carga y la Casa de Máquinas.

### **Dispositivos de control de maniobras**

Con el objetivo de automatizar la operación de la central se deben instalar diferentes dispositivos de monitoreo y control que releven los parámetros hidráulicos y eléctricos del sistema de generación de energía.

Por la dependencia del funcionamiento del sistema con el nivel del agua en la Cámara de Carga es que se instalarán en pozo de aquietamiento sensores de nivel para registrar la profundidad del agua. Estos equipos deben conectarse con el resto de los dispositivos de control ubicados en la Casa de Máquinas por lo que se prevé la instalación de tuberías auxiliares paralelas a las tuberías principales que sirven de caño camisa para el cableado de conexión de los dispositivos sensores y de control del aprovechamiento.

### **Automatización y Telemetría**

El presente proyecto corresponde a una central aislada, sin embargo, el criterio de explotación de esta energía disponible es la de poner en marcha un importante conjunto de centrales similares a la presente.

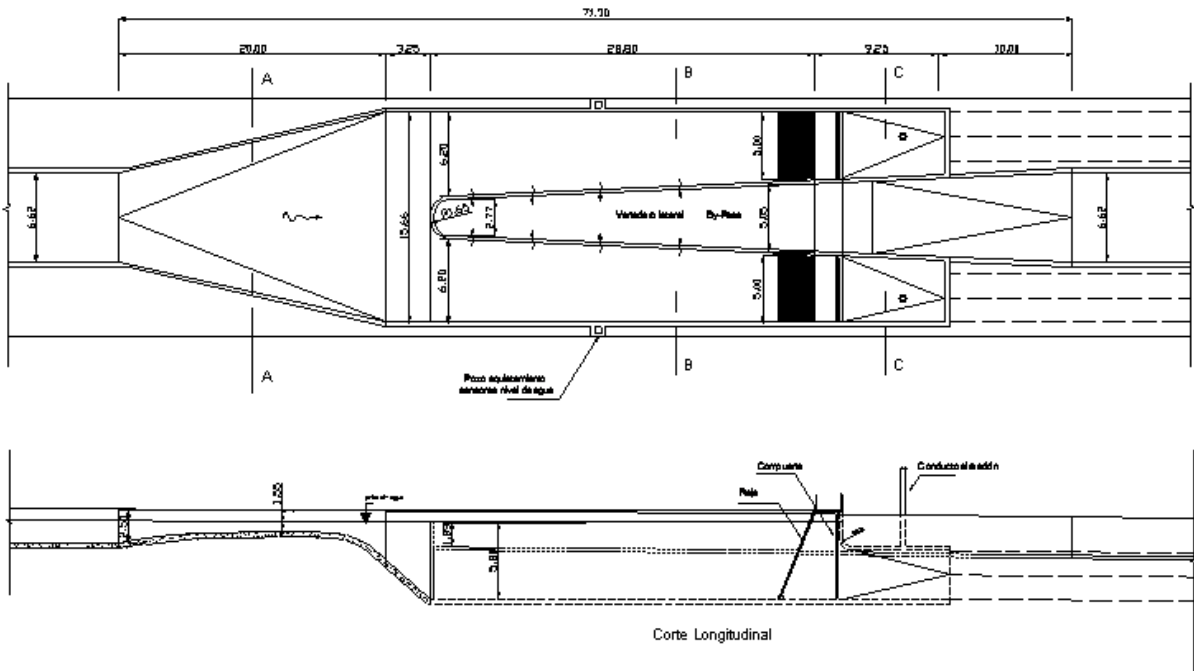
Debido a la amplitud de un proyecto de esta índole, teniendo en cuenta la cantidad de centrales involucradas, se plantea la necesidad práctica de automatizar todo el funcionamiento de las mismas y comandarlas a distancia mediante seguimiento y control a distancia conectados por una red telemétrica (telefónica, radial, satelital, etc.).

A su vez esto implica un incremento importante en el volumen de obras por cuanto el diseño debe plantear la presencia de servo mecanismos de accionamiento, sistemas de medición y control y sistemas de seguridad, vinculados mediante un sistema de comunicaciones en tiempo real con mando centralizado.

A estos sistemas de operación y control, se les agregan la necesidad de coordinar la operación del sistema de riego y su variación de caudales según los requerimientos agrícolas estacionales, requiriendo para su adecuada coordinación la necesidad de comunicaciones entre ambos.

# CROQUIS CENTRAL HIDROELÉCTRICA CANAL SAN MARTÍN

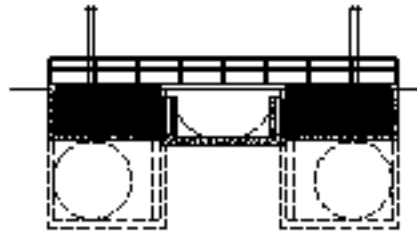
## CAMARA DE CARGA - BYPASS



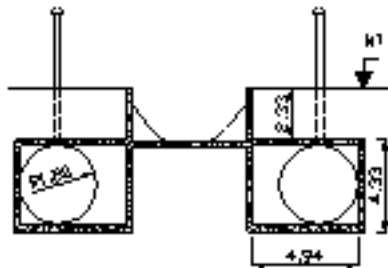
Corte Longitudinal



A-A

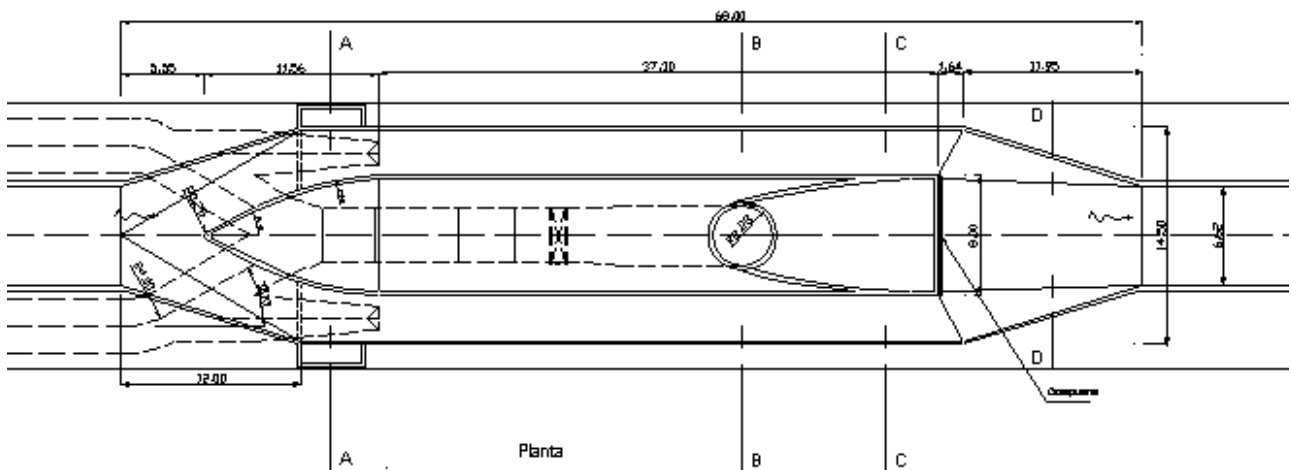


B-B



C-C

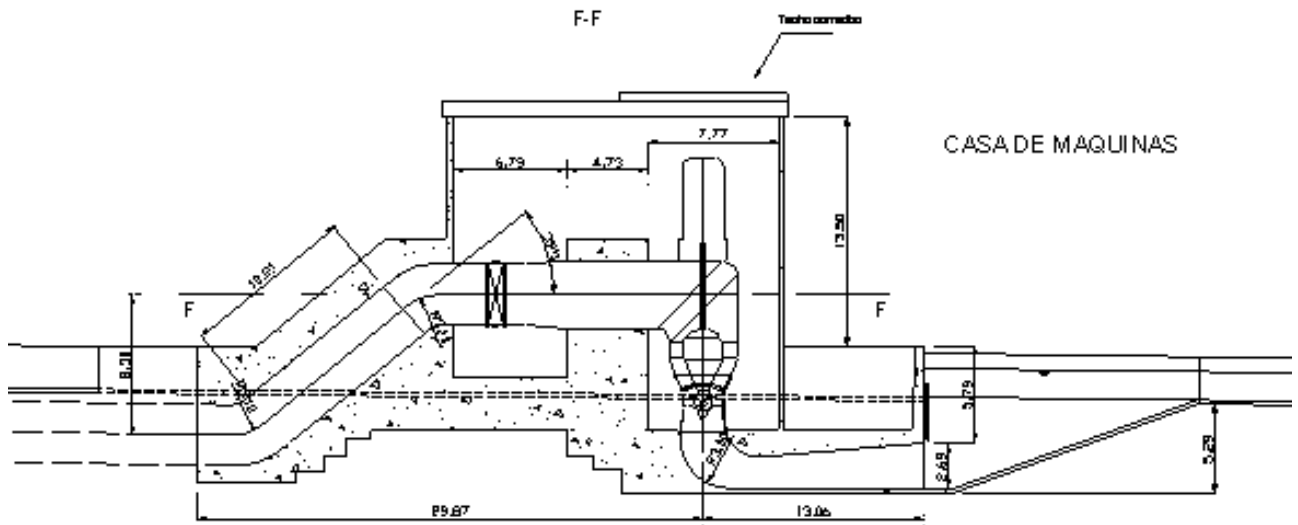
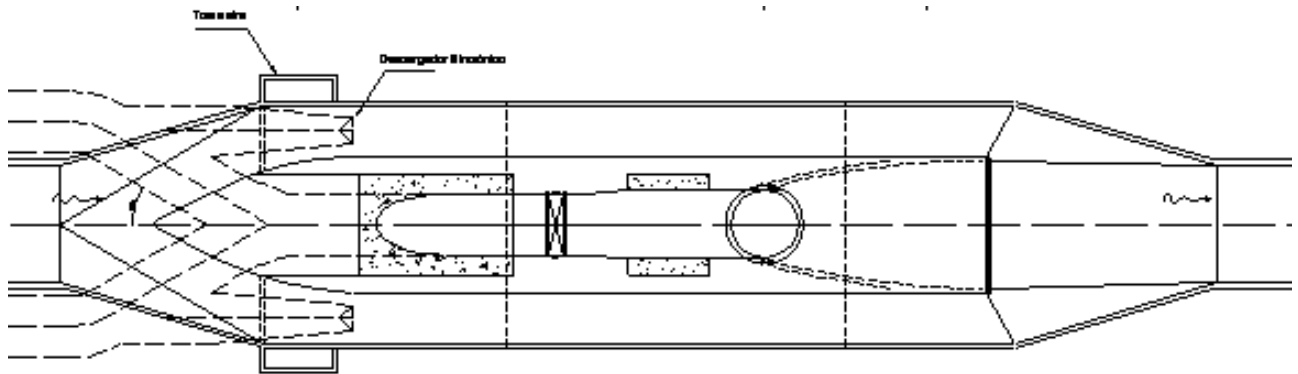
### Sección tipo - Tubería enterrada



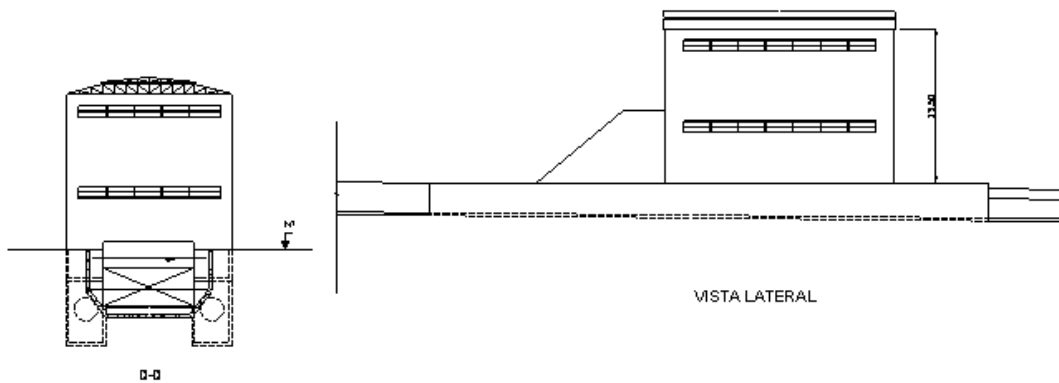
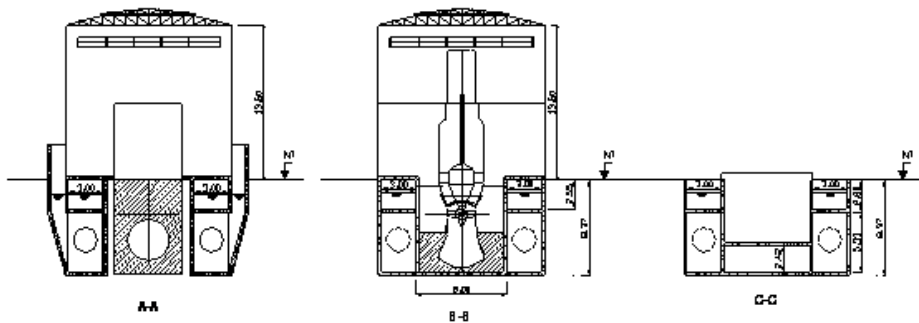
Planta



# CROQUIS CENTRAL HIDROELÉCTRICA CANAL SAN MARTÍN



CASA DE MAQUINAS



## CANAL CACIQUE GUAYMALLÉN

Siendo uno de los dos canales derivados del Gran Matriz. Tiene la función de abastecer de agua para riego y a plantas potabilizadoras del gran Mendoza. Es el canal mas antiguo de la provincia, anterior a la colonización, y en consecuencia su diseño no ha seguido un proyecto integral para su área de influencia. Desde sus comienzos ha trabajado con la doble función de canal de riego y colector aluvional.

Tiene un recorrido de 36 km y solo están revestidos 9 Km. Los tramos revestidos se alternan con sectores construidos en terreno natural, por lo que su capacidad es limitada a solo 35 m<sup>3</sup>/s cuando en las épocas de máxima demanda debería conducir 50 m<sup>3</sup>/s.

### MINICENTRAL TIPO

Introducir Minicentrales Hidráulicas en un cauce con uso para riego y aluvional simultáneamente, como lo es este canal, implica que se deban tener en cuenta algunas cuestiones propias de la operación del sistema, además de consideraciones de tipo técnico referidas principalmente a los caudales que deben circular en este tipo de obras.

En particular aquí se detallan las estructuras consideradas para un aprovechamiento hidroeléctrico ubicado en **un tramo que solo sirve de riego, es decir no se considera el avenimiento de una posible crecida de carácter aluvional**. Al igual que en cualquier proyecto de tipo hidráulico para el diseño de las obras aquí consideradas se siguen criterios generales que luego deben ser adaptados a requerimientos específicos de cada proyecto.

### Componentes de la Obra

Siguiendo el esquema utilizado en el anterior proyecto dividimos el aprovechamiento hidroeléctrico en obras civiles, obras hidromecánicas y eléctricas. En líneas generales el proyecto es similar al proyecto ubicado en la traza del Canal San Martín en cuanto al tipo de componentes utilizados y la disposición general de los mismos. La diferencia radica en el diseño particular de cada componente ya que la geometría no es la misma por razones de funcionalidad y de diseño hidráulico.

La característica principal de este proyecto es la ubicación de las obras principales al margen del actual canal, el cual se utiliza como By-Pass.

## OBRAS CIVILES

### Cámara de Carga

El tramo de canal considerado para la ubicación de la central hidroeléctrica no se encuentra revestido por lo que la obra considera la construcción de una sección revestida de hormigón para dar lugar a la cámara de carga, siendo materializadas las estructuras de esta en el mismo material.

Una vez establecida la sección rectangular de hormigón se ubica un muro en diagonal a la sección transversal que hace las veces de vertedero. Este muro divide a la sección rectangular en dos partes, la de margen izquierda corresponde a la toma para entubar los caudales y la de margen derecha pertenece al By-Pass que garantiza la operación continua del cauce. La materialización de dicho By Pass se efectúa a través del propio canal, al cual ingresan los caudales por intermedio del vertedero. Sobre el final de la margen izquierda se ubica una compuerta que tiene como finalidad efectuar la limpieza de los sedimentos que se depositen en dicho lugar, además de los elementos flotantes que pudieren quedar retenidos.

Sobre el lateral izquierdo se instala la reja de limpieza previa a la entrada a la aducción de la tubería cuyas particularidades se detallan más adelante. El flujo luego de traspasar las rejas desemboca en una cámara rectangular cuya fondo se encuentra por debajo del nivel de solera del canal, esta característica se debe a que se necesita una cierta profundidad para evitar el ingreso de aire a la tubería forzada. Esta cámara se encuentra ubicada sobre la margen izquierda y posee un pozo de aquietamiento en una de sus esquinas para ubicar los sensores de nivel que controlan los dispositivos de control de la central. Además se prevé cubrir la cámara con una losa a los efectos de proteger los elementos allí instalados. Sobre la losa se ubica una boca de acceso para inspección de la cámara y la tubería. La siguiente estructura se corresponde a la transición tubular de hormigón armado de sección rectangular en el inicio y de sección circular en su fin donde se conecta con la tubería propiamente dicha.

### Tubería Forzada

La conducción de los caudales para turbinar y producir energía eléctrica se lleva a cabo mediante una tubería de PRFV que se coloca en una traza paralela al canal, sobre la margen izquierda. Por lo que debe seguir una suave curva hacia la izquierda en las proximidades del tramo medio de su trazado.

A fin de disminuir los costos por excavación la tubería se coloca en una excavación más profunda en su primera parte, según lo estipulado en el cálculo hidráulico para evitar el ingreso de

aire, y luego se va disminuyendo su profundidad hasta pasar a ser ubicada semienterrada en su último tramo. Es decir que en la parte final se debe cubrir la tubería la cual queda a modo de terraplén, el cual finaliza en el ingreso a la casa de máquinas sobre el muro de cierre.

Ya en el interior de la casa la tubería da fin en una válvula de cierre tipo mariposa dispuesta antes de la turbina.

### **Conducto de Aireación**

Aguas abajo de la aducción y al principio de la tubería se instala un conducto de aireación con el propósito de evitar la succión que se produce al cerrar la válvula de cierre de la casa de máquinas.

### **Casa de Máquinas**

El emplazamiento de la casa de máquinas en el margen izquierdo del canal implica que se deba proteger de la probable erosión de las aguas que circulan en momentos que la central esté fuera de servicio. Para lograr este objetivo es que se colocan gaviones aguas arriba de la central, la cual está impermeabilizada mediante su estructura de hormigón. Dentro de la casa de máquinas se ubican los principales componentes hidromecánicos de la obra, la válvula mencionada anteriormente, que sirve como dispositivo de cierre ante la salida de operación de la central. Luego la conducción da paso a la turbina mediante un tubo espiral, embebido en hormigón armado, la cual descarga los caudales en un tubo difusor de tipo acodado, para luego ser finalmente restituidos al canal.

El edificio se ubica sobre la margen izquierda del canal y consta de dos plantas, en el nivel inferior está instalados los dispositivos hidráulicos y en la planta superior los eléctricos. Para el izaje de elementos no se utiliza un puente grúa sino que se prevé que el techo de la casa de máquinas conste de una estructura metálica corrediza, con lo que se evitan costos de construcción. Ante una eventual reparación en la que se necesite retirar alguna pieza de peso considerable se puede desplazar el techo y utilizar una grúa móvil.

La arquitectura prevista incluye la cubierta a dos aguas, con sus respectivos desagües, así como también la utilización de ventanales en sus paredes exteriores, un portón de acceso. Los muros de la planta inferior se estipulan de hormigón armado y de mampostería con estructura de hormigón en la planta superior.

### **Obra de Restitución**

Esta obra que inicia en el interior de la central en este proyecto tiene la particularidad de que en el eje longitudinal es oblicuo a los ejes de la central. Esto se debe a que la ubicación de la central sobre la margen izquierda del canal existente y la necesidad de restituir los caudales al mismo en el menor espacio posible obliga a incorporar un cambio de dirección en el flujo.

El cambio de dirección del flujo en el plano horizontal y la restitución del caudal al cauce excavado en el terreno natural con posibilidades de causar erosión es protegido mediante un enrocado en los sectores donde el flujo es forzado a modificar su dirección.

El tubo de aspiración o desfogue comienza ejecutada en metal y luego en hormigón armado. Dada la complejidad geométrica de su diseño se inicia en una pieza circular, luego se transforma en elíptica en la zona de la curva y gradualmente se lleva a la forma rectangular, desde donde se ejecuta totalmente en hormigón. La diferencia de nivel entre el socazo del tubo difusor (más bajo) y la solera del canal, provoca que el tubo ascienda gradualmente hasta llegar a la cota de fondo del canal. En ese punto se prolonga una plataforma horizontal de hormigón para dar luego a la conexión del canal de restitución con el cauce existente ambos ejecutados sin revestimiento.

Por la diferencia de niveles se debe colocar una compuerta en una sección intermedia del tubo difusor con el fin de evitar la inundación de parte de la turbina en momentos que circulen los caudales por el By-Pass.

## **OBRAS HIDROMECÁNICAS**

### **Rejillas de Limpieza**

Ubicadas sobre la margen izquierda del canal al ingreso de la aducción de las tuberías estas se conforman de barrotes de hierro de sección rectangular dispuesta con una distancia entre ejes de aproximadamente 100 mm. Las rejas se apoyan en un perfil angular empotrado en el hormigón en su parte inferior, mientras en la parte superior descansan sobre la losa que cubre la cámara de carga. Dicha losa es utilizada en la limpieza de la reja, siendo el método de limpieza previsto de tipo mecánico.

### **Órganos de seguridad y control**

Al igual que el proyecto del canal San Martín la operación de la central requiere la instalación de elementos de control y de seguridad para el funcionamiento. A diferencia del proyecto anteriormente descrito la central ubicada sobre el canal Caci que Guaymallén se ubica al margen del canal por lo que se requiere de una sola tubería para la conducción del caudal.

## **Válvula de cierre**

El grupo turbina y generador, al igual que el proyecto del canal San Martín está dotado de una válvula de cierre, la cual tiene la tarea de sacar de funcionamiento el equipo en caso de una parada de emergencia o bien una parada de mantenimiento. Esta válvula de cierre es de tipo mariposa de dimensiones adecuadas al paso del caudal máximo del grupo, y dotado de un mecanismo de cierre por contrapeso, lo que garantiza su funcionamiento también en ausencia de energía y en caso de una parada de emergencia.

## **Válvula disipadora**

Este órgano de seguridad se encuentra junto al tubo espiral de la turbina con el fin de atenuar los efectos del golpe de ariete en caso de parada de la turbina. Su operación consiste en trabajar de manera sincrónica con el distribuidor de la turbina, realizando la apertura de la válvula a medida que se cierra el distribuidor. Los caudales de la válvula desaguan en un cuenco paralelo a la obra de restitución de la turbina, este cuenco está integrado materialmente a la obra de restitución.

## **Compuertas**

Las compuertas que se necesitan en este proyecto son tres: la compuerta en la aducción, la compuerta de limpieza y la compuerta de la restitución de caudales. La compuerta de la aducción tiene la función de controlar el paso de caudales hacia la tubería forzada. Esta compuerta plana de tipo deslizante tiene una dimensión de 3.60 m de ancho por 4.00 m de alto y se encuentra sumergida respecto del nivel estimado de la cámara de carga.

En caso de la compuerta de limpieza esta es una compuerta plana deslizante a diferencia de las demás ésta compuerta no estará sumergida por lo que su construcción demanda menores detalles en cuanto a estanqueidad se refiere. La función de esta compuerta es la de eliminar mediante su apertura los sedimentos que quedarán alojados en el fondo del canal de acceso a la aducción. Recordemos que este proyecto se ubica sobre un canal de riego no revestido por lo que se prevé el arrastre de sedimentos procedentes del fondo del canal. Las dimensiones estimadas de la misma son un ancho de 3.70 m y un alto de 1.70 m. Esta compuerta se completará con una pasarela de maniobras y un puente de mecanismos.

En el caso de la compuerta ubicada en la obra de restitución de caudales se trata de una compuerta plana de tipo deslizante de dimensiones 5.50 m de ancho y de 3.00 de alto. Esta compuerta controla el flujo de caudal desde el tubo difusor de la turbina e impide en caso de parada de la central el ingreso de flujo al interior de la misma.

## **OBRAS AUXILIARES**

### **Cierre perimetral**

Estas obras son similares en cuanto al diseño conceptual a las tratadas en caso del proyecto del canal San Martín.

### **Dispositivos de control de maniobras**

Siguiendo el criterio de similar al utilizado en el proyecto del Canal San Martín se disponen de elementos electrónicos para el monitoreo y control de las operaciones de la central. Por lo que las consideraciones tratadas para tal proyecto son validas en este también.

### **Protección de márgenes**

Como se ha mencionado a lo largo del documento las obras se emplazan sobre un canal excavado en terreno natural, por lo que ante la posible conducción de caudales a través del cauce existente utilizado como By-Pass se deben proteger las instalaciones de la central de erosiones que descalcen los cimientos. Además en operación de la central se debe restituir el agua al cauce original, dado que la misma se ubica en el margen del canal la trayectoria del flujo debe realizar una curva para retomar la dirección del canal. Esta curva se protege a los fines de preservar la geometría del cauce. La protección se realiza con la colocación de rocas de tamaño adecuado para resistir el paso del agua.

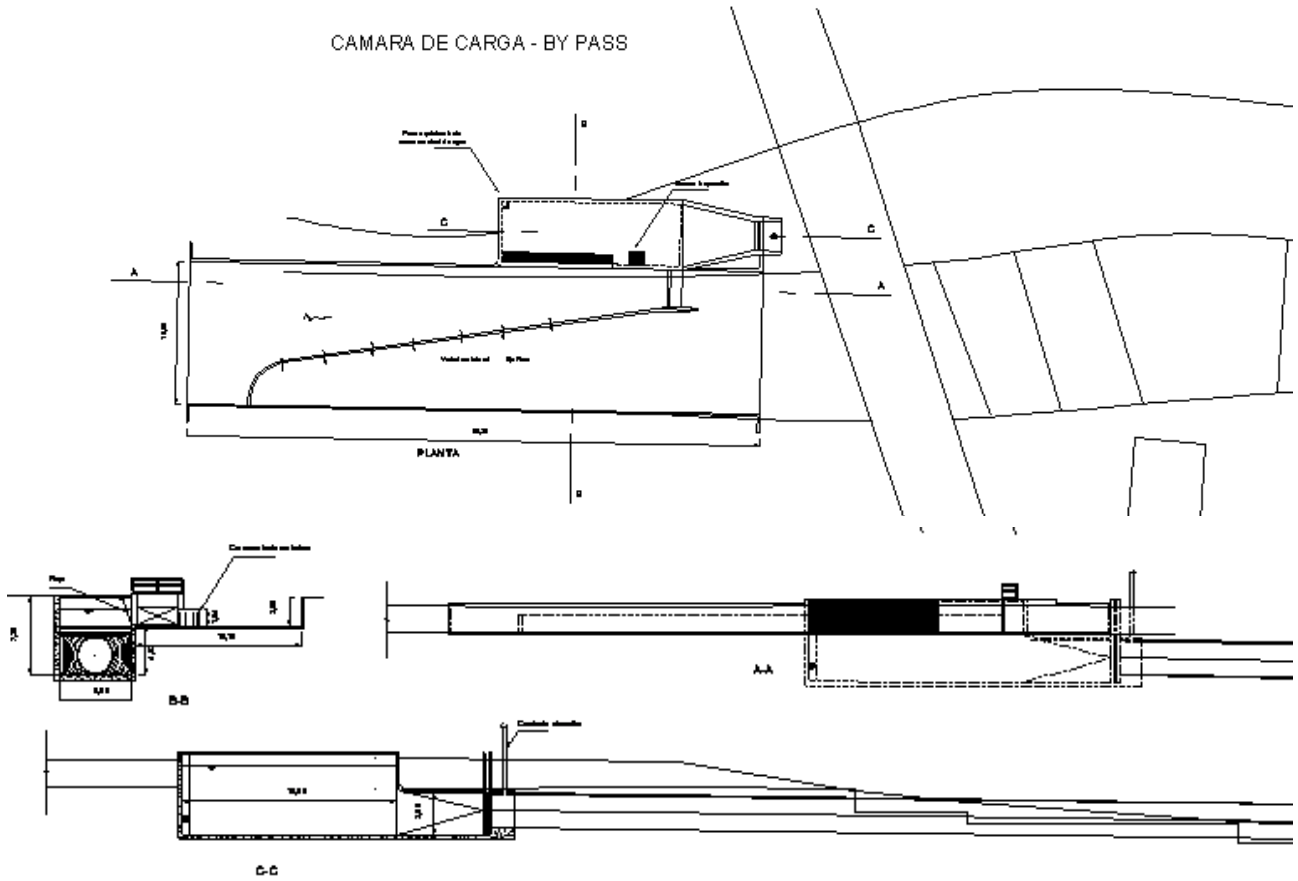
### **Automatización y Telemetría**

El presente proyecto corresponde a una central aislada, sin embargo, el criterio de explotación de esta energía disponible es la de poner en marcha un importante conjunto de centrales similares a la presente. Debido a la amplitud de un proyecto de esta índole, teniendo en cuenta la cantidad de centrales involucradas, se plantea la necesidad práctica de automatizar todo el funcionamiento de las mismas y comandarlas a distancia mediante seguimiento y control a distancia conectados por una red telemétrica (telefónica, radial, satelital, etc.).

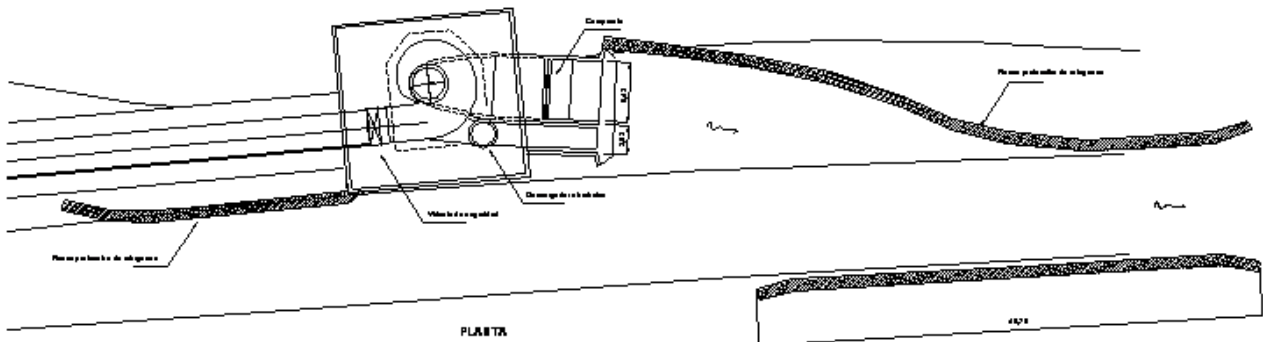
A su vez esto implica un incremento importante en el volumen de obras por cuanto el diseño debe plantear la presencia de servo mecanismos de accionamiento, sistemas de medición y control y sistemas de seguridad, vinculados mediante un sistema de comunicaciones en tiempo real con mando centralizado. A estos sistemas de operación y control, se les agregan la necesidad de coordinar la operación del sistema de riego y su variación de caudales según los requerimientos agrícolas estacionales, requiriendo para su adecuada coordinación la necesidad de comunicaciones entre ambos.

# CROQUIS CENTRAL HIDROELÉCTRICA CANAL CACIQUE GUAYMALLÉN

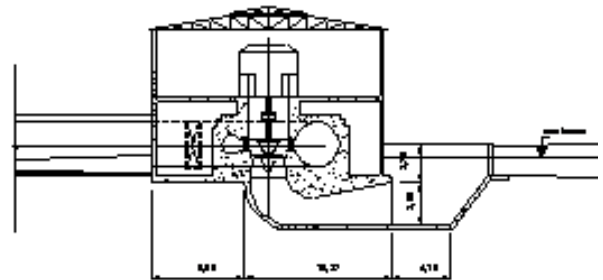
## CAMARA DE CARGA - BY PASS



## CASA DE MÁQUINAS



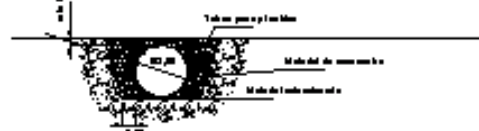
## Vista aguas arriba Casa de Máquinas



## Sección tipo - Tubería semi-enterrada



## Sección tipo - Tubería enterrada



## INFORME DE COSTOS

Las presentes notas contienen los datos de costos de construcción de minis tipo correspondientes a los dos canales principales del Oasis Norte, Canal San Martín y Canal Caci que Guaymallén, un conjunto para cada canal. En la documentación se ubica en primer termino el conjunto de datos del Canal San Martín y en segundo termino los datos correspondientes al Canal Caci que Guaymallén, también se incluyen copias de los croquis de cada central tipo adoptados para el presupuesto base.

En primer lugar, para cada conjunto, se incluye el listado de centrales correspondientes y algunos elementos de identificación y de proyecto (Planillas "TRAMOS"). A continuación se incluye la determinación de costos (Planillas "PRESUPUESTO CENTRAL TIPO")- para cada cauce.

A los fines del costeo se usaron como referencia las potencias máximas posibles en cada central, a fin de hacer acorde el volumen de obra con la potencia de diseño y de costeo, dado que las estructuras fueron diseñadas para caudal máximo, lo cual implica máxima potencia. Cabe aclarar que en correspondencia con los listados, la central costeada en el Canal San Martín es la N° 1 y en el Caci que Guaymallén es la N° 4.

En cada una se determinó el costo del Kw instalado en \$/Kw y en U\$S/Kw. La cuantía aparentemente elevada se debe a la combinación de saltos bajos (implicando maquinas grandes) y a la incidencia de las tuberías (conducciones).

La siguiente planilla es la denominada "MONTOS OBRAS" para cada cauce, la cual incluye los costos de construcción de todas las minis con datos de potencias y energías anuales. Para el cálculo de los costos de construcción se multiplicó a la columna de potencias recomendadas (POT INST RECOM, está en Mw) por los precios unitarios determinados antes para la central tipo, obteniéndose los costos de construcción ajustados a cada central.

Estos costos de construcción no contienen impuestos ni cánones, por lo que para la determinación de precios finales que permitan el correspondiente análisis económico sugerimos cargar los impuestos correspondientes y aplicar los cánones correspondientes, es decir Provincia: 12% e Irrigación: 2.5% previstos por ley al 67% de los volúmenes de energía indicados (TOTAL ANUAL, está en Gwh. anuales), debido a que las energías de planilla fueron determinadas para condiciones de potencia máxima en el mes pero al estar limitadas por la potencia recomendada el volumen de energía obtenido es menor.

En la ultima hoja de cada conjunto están las energías correspondientes a cada central mes a mes para los caudales de riego usuales de turnado.



## MONTOS OBRAS SAN MARTIN

Z

### CANAL SAN MARTÍN SELECCIÓN DE PROYECTOS SALTOS, CAUDALES Y POTENCIA INSTALADA

INVERSIÓN funcion Kw Inst	\$ 17 793.66
------------------------------	--------------

PROY. N°	H = Salto Neto [m]	Caudal Maximo [m³/seg]	Caudal Minimo [m³/seg]	Pot. Maxima [Mw]	TOTAL ANUAL Gwh anual	POOT INST RECOM Mw	Montos estimados de obras
1	9.50	35.31	25.68	2.50	9.24	1.2	\$ 21 352 386.68
2	6.20	35.31	25.68	1.63	6.00	0.8	\$ 14 234 924.45
3	7.97	35.31	25.68	2.10	7.72	1	\$ 17 793 655.57
4	12.99	35.31	25.68	3.42	12.58	1.6	\$ 28 469 848.91
5	15.36	35.31	25.68	4.04	14.88	1.9	\$ 33 807 945.58
6	7.50	35.31	25.68	1.98	7.27	1	\$ 17 793 655.57
7	4.29	35.09	25.46	1.12	4.12	0.6	\$ 10 676 193.34
8	10.90	30.62	22.21	2.49	9.08	1.2	\$ 21 352 386.68
9	10.90	28.17	20.43	2.29	8.36	1.1	\$ 19 573 021.12
10	8.82	25.19	18.26	1.66	6.05	0.8	\$ 14 234 924.45
11	12.00	25.19	18.26	2.25	8.22	1.1	\$ 19 573 021.12
12	5.17	25.19	18.26	0.97	3.54	0.5	\$ 8 896 827.78
13	1.56	25.19	18.26	0.29	1.07	0.2	\$ 3 558 731.11
14	12.36	22.43	16.25	2.07	7.54	1	\$ 17 793 655.57
15	11.30	22.43	16.25	1.89	6.90	0.9	\$ 16 014 290.01
16	12.15	22.43	16.25	2.03	7.41	1	\$ 17 793 655.57

Pot Total **32.73** **119.97** \$ 282 919 123.53

## ENERGÍAS MENSUALES CL. SAN MARTIN

### CANAL SAN MARTÍN SELECCIÓN DE PROYECTOS SALTOS, CAUDALES Y POTENCIA INSTALADA

PROY. N°	H = Salto Neto [m]	Caudal Maximo [m³/seg]	Caudal Minimo [m³/seg]	Pot. Maxima [Mw]	Energía Marzo Gwh	Energía Abril Gwh	Energía Mayo Gwh	Energía Junio Gwh	Energía Julio Gwh	Energía Agosto Gwh	Energía Setiembre Gwh	Energía Octubre Gwh	Energía Noviembre Gwh	Energía Diciembre Gwh	Energía Enero Gwh	Energía Febrero Gwh	TOTAL ANUAL Gwh anual
1	9.50	35.31	25.68	2.50	0.88	0.74	0.68	0.03	0.03	0.68	0.74	0.76	0.82	1.01	1.86	1.01	9.24
2	6.20	35.31	25.68	1.63	0.55	0.48	0.44	0.02	0.02	0.44	0.48	0.50	0.53	0.66	1.21	0.66	6.00
3	7.97	35.31	25.68	2.10	0.71	0.62	0.57	0.03	0.03	0.57	0.62	0.64	0.69	0.85	1.56	0.85	7.72
4	12.99	35.31	25.68	3.42	1.16	1.01	0.92	0.04	0.04	0.92	1.01	1.04	1.12	1.38	2.54	1.38	12.58
5	15.36	35.31	25.68	4.04	1.37	1.19	1.09	0.05	0.05	1.09	1.19	1.23	1.32	1.64	3.01	1.64	14.88
6	7.50	35.31	25.68	1.98	0.67	0.58	0.53	0.02	0.02	0.53	0.58	0.60	0.65	0.80	1.47	0.80	7.27
7	4.29	35.09	25.46	1.12	0.38	0.33	0.30	0.01	0.01	0.30	0.33	0.34	0.37	0.45	0.83	0.45	4.12
8	10.90	30.62	22.21	2.49	0.84	0.73	0.67	0.00	0.00	0.67	0.73	0.76	0.81	1.01	1.85	1.01	9.08
9	10.90	28.17	20.43	2.29	0.77	0.67	0.62	0.00	0.00	0.62	0.67	0.70	0.75	0.93	1.70	0.93	8.36
10	8.82	25.19	18.26	1.66	0.56	0.49	0.45	0.00	0.00	0.45	0.49	0.50	0.54	0.67	1.23	0.67	6.05
11	12.00	25.19	18.26	2.25	0.76	0.66	0.61	0.00	0.00	0.61	0.66	0.68	0.74	0.91	1.68	0.91	8.22
12	5.17	25.19	18.26	0.97	0.33	0.29	0.26	0.00	0.00	0.26	0.29	0.29	0.32	0.39	0.72	0.39	3.54
13	1.56	25.19	18.26	0.29	0.10	0.09	0.08	0.00	0.00	0.08	0.09	0.09	0.10	0.12	0.22	0.12	1.07
14	12.36	22.43	16.25	2.07	0.70	0.61	0.56	0.00	0.00	0.56	0.61	0.63	0.68	0.84	1.54	0.84	7.54
15	11.30	22.43	16.25	1.89	0.64	0.56	0.51	0.00	0.00	0.51	0.56	0.57	0.62	0.77	1.41	0.77	6.90
16	12.15	22.43	16.25	2.03	0.69	0.60	0.55	0.00	0.00	0.55	0.60	0.62	0.66	0.82	1.51	0.82	7.41

Pot Total **32.73** **11.10** **9.63** **8.84** **0.21** **0.21** **8.84** **9.63** **9.95** **10.71** **13.26** **24.35** **13.26** **119.97**

## CANAL CACIQUE GUAYMALLÉN - TRAMOS

N°	PROGRESIVAS		Long	DESCRIPCIÓN O DENOMINACIÓN	Long. Tramo Adoptada [m]	H = Salto Bruto [m]	ε mm	diam m	d' m	Cant. Caños
	INICIAL	FINAL								
1	3084.48	3534	449.52	Salto N° 3 - Central Hidroeléctrica "Lujanita"	500	7.27	0.20	3.20	3.17	2
2	4314.9	4742.37	427.47	Saltos N° 4, 5 y 6 - Hijueta Lima, Calle Saez Peña, Hijueta Chacras de Coria - La falda.	480	8.61	0.20	3.00	2.98	2
3	5809.32	5958.05	148.73	Salto N° 7 - Toma Villanueva y Calderón.	200	4.41	0.20	3.70	3.73	1
4	6412.55	6492.23	700	Salto N° 8 (Batería de 5 escalones) - CALLE VIAMONTE	700	11.29	0.20	3.10	3.14	1
5	7563.7	7563.7	0	Salto N° 9 - Toma Morales y Solanilla.	50	2.3	0.20	3.20	3.18	1
6	8774.96	9339.9	564.94	Saltos N° 11 y 12 - Calle Almirante Brown - Derivación 2° Guifazú	620	8.57	0.20	3.00	3.04	2
7	9999.88	10200.86	200.98	Saltos N° 14 y 15 - 120 m aguas abajo Pte. Calle Pueyrredón, Río seco Sosa	260	6.26	0.20	3.60	3.59	1
8	11273.81	11299.86	26.05	Salto N° 17 (Batería de 3 escalones) - 15 m aguas abajo Deriv. Carbometal	80	2.83	0.20	3.20	3.16	1
9	11564.57	11911.77	347.2	Saltos N° 18, 19, 20 y 21 - Calle Besares, Canal de fuga Usina Electra	400	8.97	0.20	3.50	3.46	1
10	12683.14	13043.75	360.61	550 metros aguas arriba de Calle Juan José Paso	410	4.74	0.20	3.90	3.95	1
11	13980.6	14319.24	338.64	Saltos N° 22, 23, 24, 25 - Dique Carrodilla, derivac. Cervecería Andes	400	10.63	0.20	3.00	2.99	1
12	14617.18	14816.45	199.27	Saltos N° 26, 27 - 25 m aguas abajo Calle Baigorria	250	7.23	0.20	2.90	2.94	1
13	15284.92	15284.92	0	Salto N° 28 (Salto Cervecería)	50	3.1	0.20	2.50	2.52	1
14	15781.68	15817.13	35.45	Salto N° 29 - 130 m aguas abajo pte calle Peltier	90	4.85	0.20	2.60	2.59	1
15	16300.99	16306.04	5.05	Salto N° 30 - 400 m aguas arriba de Pte Olive	60	7.47	0.20	2.20	2.19	1
16	17209.08	17263.41	54.33	Salto N° 31 - Umbral entrada toma Usina ECSA	110	5.2	0.20	2.70	2.66	1
17	17766.64	18295.15	528.51	Saltos N° 32, 33 - Dique Pilar, Calle Rivadavia	580	10.67	0.20	3.20	3.17	1
18	18570.46	19004.92	434.46	Saltos N° 34, 35 - Dique Tajamar, Calle Montecaseros	490	10.39	0.20	2.90	2.91	1
19	19561.25	20014.33	453.08	Saltos N° 36, 37 - Calle Alvear, Desembocadura Cause antiguo Maure	510	8.16	0.20	3.10	3.08	1
20	20245.94	20250.94	5	Salto N° 38 - 300 m aguas arriba pte. Calle Brasil	60	2.62	0.20	2.50	2.51	1
21	21065.21	21065.21	0	Salto N° 40 - 50 m aguas arriba Calle Morón	50	5.01	0.20	2.10	2.13	1
22	21478.41	21478.41	0	Salto N° 41 - 30 m aguas arriba nudo Acceso Este	50	1.61	0.20	2.70	2.67	1
23	22074.05	22074.05	0	Salto N° 42 - 35 m aguas arriba Pte. Norte Rotonda C ALEM.	50	2.28	0.20	2.50	2.49	1



**PRESUPUESTO CENTRAL TIPO CL. CACIQUE GUAYMALLÉN**

<b>COMPUTO MINICENTRAL CANAL CACIQUE GAUYMALLÉN</b>						
<b>Item</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Pr.Unit. (\$)</b>	<b>Sub Total</b>	<b>TOTAL</b>	<b>% INCID</b>
a) EXPROPIACIONES	ha	0	0.00	0.00	\$ -	0.00%
b) EDIFICIOS-OBRAS CIVILES						0.00%
<b>Cámara de Carga</b>						
Limpieza	m <sup>2</sup>	600	4.30	2580.00		
Demoliciones	m <sup>3</sup>	50	180.00	9000.00		
Excavaciones	m <sup>3</sup>	<b>2898</b>	25.00	72450.00		
Relleno Excavaciones	m <sup>3</sup>	<b>1188</b>	35.00	41580.00		
Hormigón armado	m <sup>3</sup>	<b>611</b>	1000.00	611000.00		
Reja de Limpieza	kg	<b>2380</b>	16.50	39270.00		
Cierre Perimetral	ml	60	240.00	14400	\$ <b>790 280.00</b>	<b>3.60%</b>
<b>Casa de Máquinas</b>	m <sup>3</sup>					
Limpieza	m <sup>2</sup>	1500	4.30	6450.00		
Demoliciones	m <sup>3</sup>	12.0	180.00	2160.00		
Excavaciones	m <sup>3</sup>	<b>1645</b>	25.00	41125.00		
Relleno Excavaciones	m <sup>3</sup>	<b>500</b>	35.00	17500.00	\$ <b>67 235.00</b>	<b>0.31%</b>
Hormigón armado	m <sup>3</sup>	<b>476</b>	16.50	7854.00		
Mampostería	m <sup>2</sup>	<b>244</b>	100.00	24400.00		
Techo	m <sup>2</sup>	<b>250</b>	1000.00	25000.00		
Cierre Perimetral	ml	11.0	500.00	5500.00	\$ <b>287 754.00</b>	<b>1.31%</b>
<b>Accesos (puentes)</b>						
Demoliciones	m <sup>3</sup>	20.0	180.00	3600.00		
Excavaciones	m <sup>3</sup>	72.0	25.00	1800.00		
Relleno Excavaciones	m <sup>3</sup>	27.0	35.00	945.00		
Hormigón armado	m <sup>3</sup>	45.0	1000.00	45000.00	\$ <b>51 345.00</b>	<b>0.23%</b>
c) CONDUCCION						
Excavaciones	m <sup>3</sup>	<b>17815</b>	25.00	445375.00		
Terraplén	m <sup>3</sup>	<b>1594</b>	45.00	71730.00		
Relleno Excavaciones	m <sup>3</sup>	<b>8395</b>	35.00	293825.00		
Limpieza	m <sup>2</sup>	19500	4.30	83850.00		
Apoyos y anclajes	m <sup>3</sup>	30	1280.00	38400.00		
Tubería	m	<b>668</b>	12256.00	8187008.00		
Piezas especiales	ql	1	204675.20	204675.20	\$ <b>8 513 933.20</b>	<b>38.77%</b>
d)EQUIPO ELECTROMECHANICO						
Turbina	ql	1	3213000.00	3213000.00		
Válvulas	ql	1	1228500.00	1228500.00		
Generador	ql	1	2173500.00	2173500.00		
Compuerta aducción	kg	<b>4500</b>	80.00	360000.00		
Compuerta limpieza	kg	<b>1000</b>	50.00	50000.00		
Compuerta restitución	kg	<b>5500</b>	50.00	275000.00		
Sistemas Operación y Control	ql	1	945000.00	945000.00	\$ <b>8 245 000.00</b>	<b>37.55%</b>
e) INSTALACION ELECTRICA						
Obra Civil	ql	1	38500.00	38500.00		
Instalación Electromecánica	ql	1	262500.00	262500.00		
Transformadores	ql	1	175000.00	175000.00	\$ <b>476 000.00</b>	<b>2.17%</b>
<b>Sub TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>					\$ <b>18 431 547.20</b>	<b>83.94%</b>
<b>IMPREVISTOS</b>						
5% Sobre Obra Civil	ql	5%		\$ 272 679.03		
3% Sobre Hidroeléctrica	ql	3%		\$ 389 339.00	\$ <b>662 018.03</b>	<b>3.01%</b>
<b>TOTAL COSTOS DIRECTOS</b>					\$ <b>19 093 565.23</b>	<b>86.96%</b>
5% en Gastos de Ingeniería	ql	5%		\$ 954 678.26		
10% en Gastos Generales de Obra	ql	10%		\$ 1 909 356.52	\$ <b>2 864 034.78</b>	
			<b>Costo de Inversión de Obra U\$S =</b>		\$ <b>21 957 600.01</b>	<b>100.00%</b>
	<b>Pot. Inst =</b>	<b>1800</b>	<b>kw</b>	<b>12 198.67</b>	<b>\$ /Kw</b>	
				<b>3 485.33</b>	<b>U\$S/Kw</b>	

## MONTOS OBRAS CANAL CACIQUE GUAYMALLÉN

CANAL CACIQUE GUAYMALLÉN  
SELECCIÓN DE PROYECTOS  
SALTOS, CAUDALES Y POTENCIA INSTALADA

<b>INVERSIÓN</b>	
funcion Kw	\$ 12 198.67
Inst	

PROY. N°	H = Salto Neto [m]	Caudal Maximo [m³/seg]	Caudal Minimo [m³/seg]	Pot. Maxima [Mw]	TOTAL ANUAL	POT INST RECOM Mw	Montos estimados de obras
1	7.27	31.31	22.77	1.70	6.30	0.8	\$ 9 758 933.34
2	8.61	29.82	21.69	1.91	7.11	0.9	\$ 10 978 800.01
3	4.41	28.91	21.02	0.95	3.53	0.5	\$ 6 099 333.34
4	11.29	28.91	21.02	2.02	7.49	1	\$ 12 198 666.67
5	2.3	28.07	20.42	0.48	1.79	0.3	\$ 3 659 600.00
6	8.57	27.51	20.00	1.76	6.53	0.9	\$ 10 978 800.01
7	6.26	27.51	20.00	1.28	4.77	0.6	\$ 7 319 200.00
8	2.83	24.15	17.56	0.51	1.90	0.3	\$ 3 659 600.00
9	8.97	24.15	17.56	1.62	6.02	0.8	\$ 9 758 933.34
10	4.74	24.15	17.56	0.85	3.18	0.4	\$ 4 879 466.67
11	10.63	18.26	13.28	1.45	5.30	0.7	\$ 8 539 066.67
12	7.23	18.26	13.28	0.98	3.61	0.5	\$ 6 099 333.34
13	3.1	18.26	13.28	0.42	1.55	0.2	\$ 2 439 733.33
14	4.85	18.26	13.28	0.66	2.42	0.4	\$ 4 879 466.67
15	7.47	18.26	13.28	1.02	3.73	0.5	\$ 6 099 333.34
16	5.2	18.26	13.28	0.71	2.59	0.4	\$ 4 879 466.67
17	8.67	15.84	11.52	1.02	3.75	0.5	\$ 6 099 333.34
18	10.39	15.18	11.04	1.18	4.31	0.6	\$ 7 319 200.00
19	8.16	15.18	11.04	0.92	3.38	0.5	\$ 6 099 333.34
20	2.62	15.18	11.04	0.30	1.09	0.2	\$ 2 439 733.33
21	5.01	15.18	11.04	0.57	2.08	0.3	\$ 3 659 600.00
22	1.61	15.18	11.04	0.18	0.67	0.1	\$ 1 219 866.67
23	2.28	15.18	11.04	0.26	0.95	0.2	\$ 2 439 733.33

Pot Total **22.74** **84.02** \$ 141 504 533.41

## ENERGÍAS CCG

CANAL CACIQUE GUAYMALLÉN  
SELECCIÓN DE PROYECTOS  
SALTOS, CAUDALES Y POTENCIA INSTALADA

PROY. N°	H = Salto Neto [m]	Caudal Maximo [m³/seg]	Caudal Minimo [m³/seg]	Pot. Maxima [Mw]	Energia Marzo Gwh	Energia Abril Gwh	Energia Mayo Gwh	Energia Junio Gwh	Energia Julio Gwh	Energia Agosto Gwh	Energia Setiembre Gwh	Energia Octubre Gwh	Energia Noviembre Gwh	Energia Diciembre Gwh	Energia Enero Gwh	Energia Febrero Gwh	TOTAL ANUAL
1	7.27	31.31	22.77	1.70	0.57	0.52	0.46	0.04	0.04	0.46	0.50	0.52	0.56	0.69	1.26	0.69	6.30
2	8.61	29.82	21.69	1.91	0.65	0.58	0.52	0.05	0.05	0.52	0.56	0.58	0.63	0.78	1.42	0.78	7.11
3	4.41	28.91	21.02	0.95	0.32	0.29	0.26	0.02	0.02	0.26	0.28	0.29	0.31	0.38	0.71	0.38	3.53
4	11.29	28.91	21.02	2.02	0.68	0.61	0.55	0.05	0.05	0.55	0.59	0.61	0.66	0.82	1.50	0.82	7.49
5	2.3	28.07	20.42	0.48	0.16	0.15	0.13	0.01	0.01	0.13	0.14	0.15	0.16	0.19	0.36	0.19	1.79
6	8.57	27.51	20.00	1.76	0.59	0.53	0.48	0.05	0.05	0.48	0.52	0.53	0.58	0.71	1.31	0.71	6.53
7	6.26	27.51	20.00	1.28	0.43	0.39	0.35	0.03	0.03	0.35	0.38	0.39	0.42	0.52	0.96	0.52	4.77
8	2.83	24.15	17.56	0.51	0.17	0.16	0.14	0.02	0.02	0.14	0.15	0.16	0.17	0.21	0.38	0.21	1.90
9	8.97	24.15	17.56	1.62	0.55	0.49	0.44	0.05	0.05	0.44	0.48	0.49	0.53	0.65	1.20	0.65	6.02
10	4.74	24.15	17.56	0.85	0.29	0.26	0.23	0.03	0.03	0.23	0.25	0.26	0.28	0.35	0.64	0.35	3.18
11	10.63	18.26	13.28	1.45	0.49	0.44	0.39	0.00	0.00	0.39	0.43	0.44	0.47	0.59	1.08	0.59	5.30
12	7.23	18.26	13.28	0.98	0.33	0.30	0.27	0.00	0.00	0.27	0.29	0.30	0.32	0.40	0.73	0.40	3.61
13	3.1	18.26	13.28	0.42	0.14	0.13	0.11	0.00	0.00	0.11	0.12	0.13	0.14	0.17	0.31	0.17	1.55
14	4.85	18.26	13.28	0.66	0.22	0.20	0.18	0.00	0.00	0.18	0.19	0.20	0.22	0.27	0.49	0.27	2.42
15	7.47	18.26	13.28	1.02	0.34	0.31	0.28	0.00	0.00	0.28	0.30	0.31	0.33	0.41	0.76	0.41	3.73
16	5.2	18.26	13.28	0.71	0.24	0.22	0.19	0.00	0.00	0.19	0.21	0.22	0.23	0.29	0.53	0.29	2.59
17	8.67	15.84	11.52	1.02	0.35	0.31	0.28	0.00	0.00	0.28	0.30	0.31	0.34	0.41	0.76	0.41	3.75
18	10.39	15.18	11.04	1.18	0.40	0.36	0.32	0.00	0.00	0.32	0.35	0.36	0.38	0.48	0.88	0.48	4.31
19	8.16	15.18	11.04	0.92	0.31	0.28	0.25	0.00	0.00	0.25	0.27	0.28	0.30	0.37	0.69	0.37	3.38
20	2.62	15.18	11.04	0.30	0.10	0.09	0.08	0.00	0.00	0.08	0.09	0.09	0.10	0.12	0.22	0.12	1.09
21	5.01	15.18	11.04	0.57	0.19	0.17	0.15	0.00	0.00	0.15	0.17	0.17	0.19	0.23	0.42	0.23	2.08
22	1.61	15.18	11.04	0.18	0.06	0.06	0.05	0.00	0.00	0.05	0.05	0.06	0.06	0.07	0.14	0.07	0.67
23	2.28	15.18	11.04	0.26	0.09	0.08	0.07	0.00	0.00	0.07	0.08	0.08	0.08	0.10	0.19	0.10	0.95
Pot Total				22.74	7.69	6.92	6.15	0.34	0.35	6.15	6.70	6.92	7.44	9.21	16.92	9.21	84.02

## CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE RIEGO.

Las condiciones de operación actuales del sistema de riego en los cauces bajo estudio implican importantes lapsos de interrupción para la operación de cualquier sistema de generación hidroeléctrica.

El ciclo de arranque, puesta en carga, conexión a red y la subsecuente desconexión y salida de servicio provoca una continua serie de problemas e inconvenientes que deben ser solucionados a través de la automatización y telemetría propuesta para estos sistemas. Fundamentalmente origina lapsos de tiempo sin generación.

Para evitar estos ciclos de carga y descarga frecuentes, se evaluó la posibilidad de mantener un esquema de dotación continua de caudales de riego, modificable en forma periódica y dentro de rangos razonables.

Para ello se proponen diversas hipótesis de distribución, correspondientes a las configuraciones de año seco, año normal y año rico.

Para una evaluación adecuada de las configuraciones con caudales continuos, deben tenerse en cuenta, básicamente, los siguientes puntos:

- El sistema de riego del oasis norte abarca dispone de 36.700 has para el Canal Caci que Guaymallén (CCG), lo que implica un caudal máximo de aprox. 37m<sup>3</sup>/seg y 41.600 Has para el Canal San Martín (CSM), lo que implica un caudal máximo de de aprox. 42m<sup>3</sup>/seg esto totaliza alrededor de 78.300 Has ó 78 m<sup>3</sup>/seg menos superficies no cultivadas, mas perdidas, mas refuerzos (en años ricos), etc.
- El Caudal Máximo que admite el sistema de riego del río Mendoza, sin perdidas significativas es de aproximadamente 90m<sup>3</sup>/seg.
- Proporcionalmente a cada superficie con derechos el sistema Guaymallén – San Martín admite un caudal máximo de aproximadamente 75m<sup>3</sup>/seg.
- Los refuerzos de riego de verano no incrementan mayormente estas cifras.
- Puede cargarse algo mas al CCG pero los excedentes se pierden o son "tirados" a zonas en que incrementan los procesos de reventación.
- El canal San Martín no admite actualmente en su cauce caudales mas allá de los 34m<sup>3</sup>/seg, sin provocar inconvenientes, la diferencia a 42m<sup>3</sup>/seg o más se "levanta" del río en las tomas directas del Cl. Naciente o del Cl. Chachingo.
- Las pérdidas a considerar desde Potrerillos a Cipolletti son del orden del 12 al 15%.

- Tanto en Junio como en Julio los únicos caudales que circulan, a fin de realizar reparaciones y obras en general, son los correspondientes a las plantas potabilizadoras de Mendoza y Maipú, en total unos 4.4 m<sup>3</sup>/seg.
- Toda la operación del sistema redundante en llegar a agosto con el embalse de Potrerillos Lleno a fin de reforzar la baja de caudales del fin del invierno y los requerimientos del principio de la temporada.
- La operación del embalse Potrerillos para generación hidroeléctrica, es subsidiaria de la operación del sistema de riego.

Debe tenerse en cuenta que la demanda de riego solo se satisface en función de la oferta de caudales en el río y que dicha oferta varía estacionalmente, por ello es necesario el ajuste interanual de las curvas de demanda en función de la oferta. Esta tarea se debe realizar una vez conocidas las precipitaciones nivales, lo cual permite elaborar los pronósticos anuales de derrames.

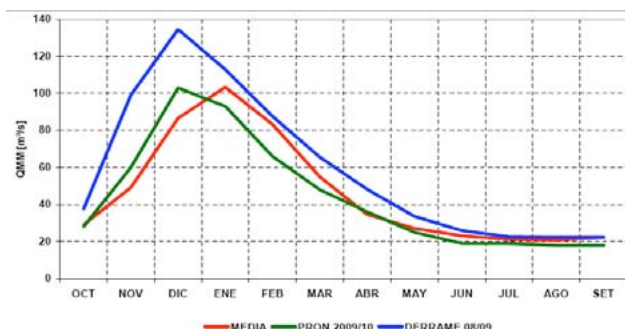
Por ejemplo para el presente año 2010, los pronósticos permitieron obtener los siguientes volúmenes de derrames, en base a lo cual se determina que se trata de un año MEDIO – POBRE.

Rio	Pronóstico 2009 - 2010		Histórico		
	[ hm <sup>3</sup> ]	Régimen Hidrológico	Medio [ hm <sup>3</sup> ]	Mínimo [ hm <sup>3</sup> ]	Máximo [ hm <sup>3</sup> ]
Mendoza	1 400	Medio	1 455	736	2 971

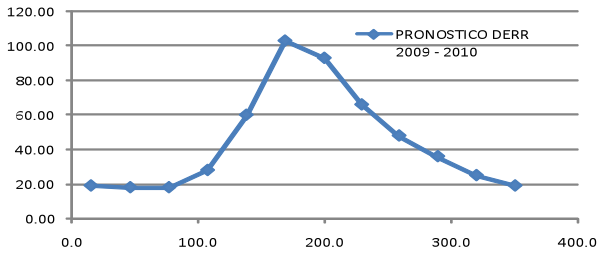
En base a este valor se determina una curva de oferta, basada en los datos de la Estación Guido de aforos, estimada con los siguientes valores:

MES	CAUDAL [ m <sup>3</sup> /s ]	VOLUMEN [ hm <sup>3</sup> ]
OCTUBRE	28	75
NOVIEMBRE	60	156
DICIEMBRE	103	276
ENERO	93	249
FEBRERO	66	160
MARZO	48	129
ABRIL	36	93
MAYO	25	67
JUNIO	19	49
JULIO	19	51
AGOSTO	18	48
SEPTIEMBRE	18	47

Derrame Anual	(pronóstico)	1400 hm <sup>3</sup>
Módulo	(pronóstico)	44.4 m <sup>3</sup> /s
Módulo Anual Medio		45.8 m <sup>3</sup> /s
Porcentaje año medio		97 %
Año Hidrológico		<b>Medio</b>



### PRONOSTICO DERR 2009 - 2010



Complementando estos valores que determinan el entorno de funcionamiento medio del río se elabora un análisis de frecuencias de caudales medios mensuales para ello se elabora otra tabla, en donde podemos determinar una cantidad más ajustada del agua de riego que se incorpora al sistema en un año normal, con las limitaciones antes planteadas, y contemplando el llenado de embalse como amortiguador de variaciones (ver tabla en página siguiente).

Dado que se cuenta con datos fiables día por día del RÍO MENDOZA EN GUIDO desde del 01/07/1956, se ha extractado una tabla hasta el 30/06/2006 con 18.160 registros (49.72 años), hay 101 días sin datos.

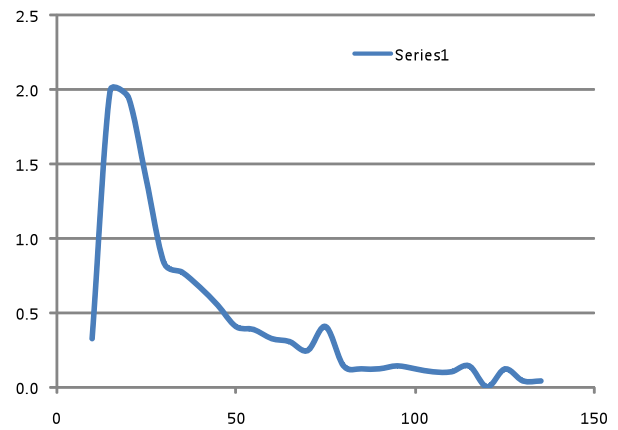
De los datos diarios se tienen algunos valores interesantes tales como  
 Caudal máximo diario  $Q_{max} = 401.46 \text{ m}^3/\text{seg}$ ,  
 Caudal mínimo diario  $Q_{min} = 7.7 \text{ m}^3/\text{seg}$ ,  
 Caudal promedio  $Q_m = 45.56 \text{ m}^3/\text{seg}$ .

Es decir que en realidad, para un año medio la disponibilidad ronda los  $1.200 \text{ Hm}^3$ , en base a ese valor y distribuyéndolo proporcionalmente a los caudales registrados para esquemas de año rico (87 – 88), año pobre (70 – 71) y año promedio se puede estimar una distribución en los canales principales como ejemplo, dentro del siguiente esquema, en forma proporcional a las superficies con derecho. Para ello los canales derivados deben ser organizados mediante cuadros de turnado rotativo.

Se incluye la siguiente tabla de caudales medios mensuales en el río a fin de evaluar la posibilidad de mantener constantes los caudales en cada uno de los canales en cuestión:

		JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	$Q_{ma}$	Derrame <sub>ma</sub>
1956	1957	17.13	17.71	18.97	21.61	26.80	30.90	55.03	54.54	43.35	27.93	21.84	18.43	29.52	930.96
1957	1958	16.90	15.97	16.43	17.97	31.57	67.45	78.55	55.54	38.29	22.90	17.94	15.54	32.92	1038.17
1958	1959	14.85	14.98	17.74	36.59	41.25	52.19	53.38	66.45	45.10	22.93	23.53	19.63	34.05	1073.82
1959	1960	17.79	18.08	23.20	26.30	38.57	64.82	93.09	75.97	45.70	26.19	20.48	17.34	38.96	1228.67
1960	1961	16.05	14.79	16.80	21.97	42.78	77.45	67.14	56.57	39.54	24.22	20.08	17.27	34.56	1089.77
1961	1962	17.74	18.50	15.93	28.70	62.64	95.47	77.51	69.41	46.64	28.74	23.27	19.81	42.03	1325.46
1962	1963	17.08	17.72		19.85	36.07	47.73	56.43	54.62	40.05	26.47	19.37	17.26	32.06	1010.98
1963	1964	16.33	15.13	16.08	19.86	20.54	108.80	143.10	83.86	48.65	32.12	25.39	20.85	45.89	1447.27
1964	1965	18.76	17.94	19.46	19.92	25.18	29.28	42.77	46.35	40.38	25.92	19.45	17.63	27.76	875.55
1965	1966	15.81	14.38	18.39	31.45	60.99	64.92	110.87	76.76	50.97	35.89	25.88	21.56	43.99	1387.18
1966	1967	20.05	19.48	21.45	25.86	37.46	47.51	61.51	70.45	41.71	32.28	23.33	18.32	34.95	1102.20
1967	1968	16.61	15.70	16.06	17.47	22.74	48.05	58.30	61.39	41.30	24.34	19.11	16.74	29.82	940.37
1968	1969	15.43	15.05	13.90	13.37	19.40	23.25	45.75	56.34	38.61	17.87	15.45	12.68	23.92	754.47
1969	1970	11.89	11.47	13.44	14.23	29.47	94.67	80.92	68.46	45.14	31.01	22.26	17.94	36.74	1158.69
1970	1971	<b>16.31</b>	<b>16.40</b>	<b>16.91</b>	<b>18.14</b>	<b>27.23</b>	<b>36.24</b>	<b>34.55</b>	<b>37.23</b>	<b>27.12</b>	<b>20.85</b>	<b>16.65</b>	<b>14.31</b>	<b>23.49</b>	<b>740.93</b>
1971	1972	14.75	15.71	17.61	21.96	40.89	49.63	67.95	53.97	34.58	24.75	20.67	18.18	31.72	1000.37
1972	1973	15.74	15.97	17.48	21.64	37.84	117.48	181.18	129.82	81.64	45.79	32.00	25.60	60.18	1897.85
1973	1974	20.73	19.06	20.16	23.49	46.40	61.81	96.40	75.68	50.79	33.46	23.01	20.02	40.92	1290.36
1974	1975	19.26	20.71	20.42	29.50	44.27	55.36	94.83	70.99	44.12	31.09	26.05	22.23	39.90	1258.30
1975	1976	18.86	17.79	19.66	19.45	26.49	58.94	79.67	48.30	35.08	22.53	18.61	17.17	31.88	1005.34
1976	1977		16.48	16.78	16.77	25.08	33.46	54.73	42.32	42.77	25.59	21.41	18.35	28.52	899.44
1977	1978	17.07	18.16	26.29	43.26	63.25	127.48	102.95	75.77	48.71	31.56	23.57	21.02	49.92	1574.42
1978	1979	20.50	23.05	24.49	36.36	62.33	154.02	165.16	95.64	63.11	40.52	30.97	26.17	61.86	1950.79
1979	1980	22.75	23.95	22.99	38.07	38.56	62.21	111.34	79.66	68.66	49.79	37.18	30.13	48.77	1538.12
1980	1981	26.28	26.48	29.76	33.16	55.19	131.58	98.77	105.29	76.30	41.48	31.92	26.54	56.90	1794.25
1981	1982	23.21	22.26	22.37	25.53	40.31	59.39	91.13	77.14	42.42	31.52	24.71	22.00	40.17	1266.67
1982	1983	21.97	22.69	29.22	35.15	75.15	204.42	265.94	198.36	105.68	65.48	46.77	37.45	92.36	2912.55
1983	1984	34.34	31.65	29.17	49.47	77.17	154.05	151.37	127.71	77.45	51.10	39.02	35.16	71.47	2253.88
1984	1985	25.26	22.02	27.08	44.37	65.58	112.53	119.10	115.68	81.35	45.12	39.11		63.38	1998.83
1985	1986	33.93	30.32	27.64	28.77	58.32	85.68	101.10	89.32	57.84	35.57	31.95	28.43	52.27	1648.26
1986	1987	28.92	26.47	28.18	36.24	62.14	163.07	177.54	134.28	98.11	48.44	41.25	34.73	73.28	2310.97
1987	1988	<b>36.23</b>	<b>35.45</b>	<b>34.78</b>	<b>51.93</b>	<b>139.96</b>	<b>225.82</b>	<b>203.95</b>	<b>139.31</b>	<b>101.83</b>	<b>68.46</b>	<b>46.71</b>	<b>43.04</b>	<b>93.96</b>	<b>2962.97</b>
1988	1989	35.04	34.69	35.50	37.29	56.74	70.94	104.55	116.41	50.08	37.51	29.97	27.16	52.99	1671.06
1989	1990	23.69	22.18	25.40	33.07	73.29	78.92	89.71	76.17	43.67	26.49	19.78	22.91	44.61	1406.67
1990	1991	18.61	21.61	23.55	26.79	42.22	50.74	70.78	66.10	51.30	30.70	28.13	26.36	38.07	1200.67
1991	1992	25.03	24.91	31.44	31.86	46.84	80.52	144.03	110.57	91.29	51.50	44.46	26.99	59.12	1864.43
1992	1993	23.23	22.79	22.68	33.08	54.22	76.53	103.28	92.29	60.63	36.56	36.73	28.85	49.24	1552.81
1993	1994	25.48	25.49	27.65	31.50	44.59	71.81	108.14	71.08	56.88	32.47	26.33	23.53	45.41	1432.09
1994	1995	20.56	21.88	24.81	26.26	55.26	128.65	98.27	76.79	53.23	41.57	28.18	23.60	49.92	1574.33
1995	1996	19.46	18.81	24.58	23.24	51.23	81.71	73.27	57.82	44.64	25.70	22.06	17.20	38.31	1208.08
1996	1997	16.46	16.17	16.17	15.26	19.84	33.81	67.27	50.18	44.20	22.99	16.20	13.67	27.68	873.07
1997	1998	13.69	15.56	17.11	20.09	41.17	85.16	129.78	68.19	45.90	35.55	28.62	25.22	43.84	1382.44
1998	1999	21.69	19.12	18.48	26.20	33.47	50.73	70.86	76.25	43.35	23.75	20.00	16.28	35.01	1104.23
1999	2000	13.44	15.33	18.58	28.22	45.66	64.18	79.15	58.61	37.31	26.15	17.56	16.28	35.04	1105.02
2000	2001	20.69	21.51	21.50	37.38	46.86	115.69	118.33	108.08	69.22	35.93	26.90	22.97	53.75	1695.19
2001	2002	20.37	20.70	21.29	34.65	48.98	128.23	104.11	85.36	55.55	35.40	27.76	25.28	50.64	1596.99
2002	2003	24.26	23.72	22.98	31.55	61.51	110.44	145.63	115.03	74.58	44.10	31.84	28.05	59.47	1875.52
2003	2004	25.76	24.30	23.89	31.91	55.47	69.01	97.59	83.26	53.34	34.78	27.78	24.75	45.99	1450.25
2004	2005	22.66	22.49	23.94	24.30	25.70	42.91	74.71	70.60	46.22	28.32	23.85	23.10	35.73	1126.88
2005	2006	21.11	20.72	22.08	37.24	85.75	160.37	204.44	142.55	61.21	42.55	36.12	34.70	72.40	2283.33
	Max	36.23	35.45	35.50	51.93	139.96	225.82	265.94	198.36	105.68	68.46	46.77	43.04	104.43	3293.20
	Min	11.89	11.47	13.44	13.37	19.40	23.25	34.55	37.23	27.12	17.87	15.45	12.68	19.81	624.72
	Prom	20.81	20.47	22.05	28.37	47.41	84.92	102.12	82.37	54.51	34.08	26.82	22.83	45.56	1436.86

Interv. i	Q <sub>i</sub>	Q <sub>mmens &gt; Q<sub>i</sub></sub>	Meses c/Q <sub>mm &lt; Q<sub>i</sub></sub>	F <sub>i</sub> = Frec anual [meses]	Q <sub>oferta</sub>	V <sub>entr</sub> [Hm <sup>3</sup> ]	V <sub>ACUM</sub> [Hm <sup>3</sup> ]
1	10	597	16	0.325	10.000	8.557993	8.557993
2	15	581	98	1.993	15.000	78.62656	87.184556
3	20	483	96	1.953	20.000	102.6959	189.88047
4	25	387	69	1.403	25.000	92.26586	282.14634
5	30	318	41	0.834	30.000	65.78957	347.93591
6	35	277	38	0.773	35.000	71.13832	419.07423
7	40	239	33	0.671	40.000	70.60344	489.67767
8	45	206	27	0.549	45.000	64.98726	554.66494
9	50	179	20	0.407	50.000	53.48746	608.15239
10	55	159	19	0.386	55.000	55.89439	664.04679
11	60	140	16	0.325	60.000	51.34796	715.39475
12	65	124	15	0.305	65.000	52.15027	767.54502
13	70	109	12	0.244	70.000	44.92946	812.47448
14	75	97	20	0.407	75.000	80.23119	892.70567
15	80	77	7	0.142	80.000	29.95298	922.65864
16	85	70	6	0.122	85.000	27.2786	949.93725
17	90	64	6	0.122	90.000	28.88323	978.82047
18	95	58	7	0.142	90.000	33.6971	1012.5174
19	100	51	6	0.122	90.000	28.88323	1041.4008
20	105	45	5	0.102	90.000	24.06936	1065.4702
21	110	40	5	0.102	90.000	24.06936	1089.5395
22	115	35	7	0.142	90.000	33.6971	1123.2366
23	120	28	0	0.000	90.000	0	1123.2366
24	125	28	6	0.122	90.000	28.88323	1152.1198
25	130	22	2	0.041	90.000	9.627742	1161.7476
26	135	20	2	0.041	90.000	9.627742	1171.3753
27	140	18	3	0.061	90.000	14.44161	1185.8169
28	145	15	1	0.020	90.000	4.813871	1190.6308
29	150	14	3	0.061	90.000	14.44161	1205.0724
30	155	11	0	0.000	90.000	0	1205.0724
31	160	11	2	0.041	90.000	9.627742	1214.7002
32	165	9	1	0.020	90.000	4.813871	1219.514
33	170	8	0	0.000	90.000	0	1219.514
34	175	8	1	0.020	90.000	4.813871	1224.3279



Para el sistema de riego del río Mendoza el esquema general sería:

SIST. RM	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	Q <sub>mA</sub>	Derrame <sub>mA</sub>
AÑO MEDIO	17.00	20.47	22.05	28.37	47.41	84.92	90.00	82.37	54.51	34.08	26.82	17.00	43.75	1379.69
AÑO MAX	17.00	35.45	34.78	51.93	90.00	90.00	90.00	90.00	90.00	68.46	46.71	17.00	60.11	1895.65
AÑO MIN	17.00	16.40	16.91	18.14	27.23	36.24	34.55	37.23	27.12	20.85	16.65	17.00	23.78	749.80

Más específicamente para el subsistema integrado por los canales San Martín y Guaymallén tenemos:

SIST. CSM + CCG	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	Q <sub>mA</sub>	Derrame <sub>mA</sub>
AÑO MEDIO	4.40	18.57	20.01	25.74	43.02	77.05	81.66	74.74	49.46	30.92	24.34	4.40	37.86	1193.96
AÑO MAX	4.40	32.16	31.56	47.12	81.66	81.66	81.66	81.66	81.66	62.12	42.39	4.40	52.71	1662.13
AÑO MIN	4.40	14.88	15.34	16.46	24.71	32.88	31.35	33.78	24.61	18.92	15.10	4.40	19.74	622.41

Variaciones respecto del año medio del subsistema:

VARIACION	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	Prom
AÑO MAX/MEDIO	0.00	73.17	57.75	83.05	89.84	5.98	0.00	9.26	65.10	100.88	74.15	0.00	46.6
AÑO MIN/MEDIO	0.00	-19.86	-23.33	-36.05	-42.57	-57.33	-61.61	-54.80	-50.25	-38.81	-37.95	0.00	-35.2

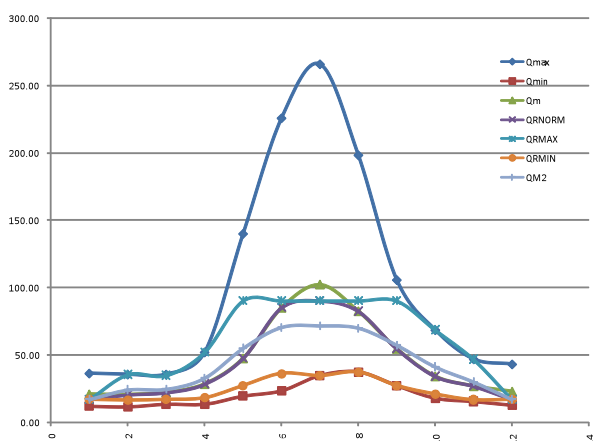
Se determinó una variabilidad para los caudales en cada temporada o tramo del hidrograma anual comprendidos entre el +46.6 y el -35.2%. Este rango de variabilidad puede afectar el funcionamiento eficiente de los equipos de generación, para ello se deberán adoptar equipos que prevean el fraccionamiento de los caudales de operación acompañados de un diseño que permita un rango importante de variabilidad.

Los caudales a distribuir para el ejemplo, en cada canal, por mes y para cada configuración serían:

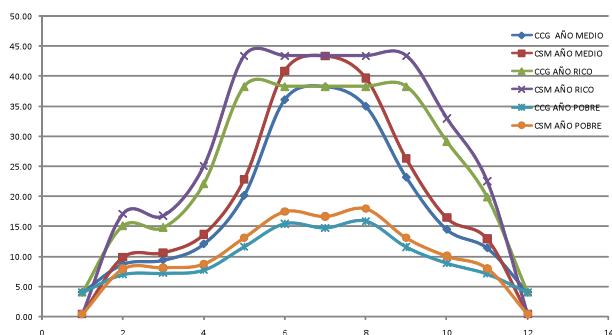
		JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	Prom	Derrame	Derr Total
AÑO MEDIO	CCG	4.00	8.71	9.38	12.06	20.16	36.12	38.28	35.03	23.18	14.49	11.41	4.00	18.07	569.81	1193.96
	CSM	0.40	9.87	10.63	13.67	22.85	40.94	43.39	39.71	26.28	16.43	12.93	0.40	19.79	624.15	
AÑO RICO	CCG	4.00	15.08	14.79	22.08	38.28	38.28	38.28	38.28	38.28	29.11	19.87	4.00	25.03	789.24	1662.13
	CSM	0.40	17.09	16.77	25.03	43.39	43.39	43.39	43.39	43.39	33.00	22.52	0.40	27.68	872.89	
AÑO POBRE	CCG	4.00	6.98	7.19	7.71	11.58	15.41	14.70	15.83	11.53	8.87	7.08	4.00	9.57	301.91	622.41
	CSM	0.40	7.91	8.15	8.74	13.13	17.47	16.66	17.95	13.07	10.05	8.02	0.40	10.16	320.49	

**Llegándose a la conclusión que es factible distribuir la oferta de agua mensual, por el cauce principal, mediante menores caudales a los usuales, con la consecuente modificación de los esquemas de turnado en los cauces derivados sin alteraciones importantes a la demanda.**

Las diversas configuraciones expuestas del sistema de riego del Río Mendoza se grafican de la siguiente manera:



Para ambos canales se puede graficar cada configuración de la siguiente manera:



Debe tenerse en cuenta que estos esquemas de distribución deberán ser afectados con las condiciones de llenado y manejo del embalse en cada estación y para cada tipo de año (rico, medio o pobre).

## SECCIÓN III ASPECTOS LEGALES

### ASPECTOS LEGALES REFERIDOS A LA AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA PARA LA INSTALACIÓN DE MINICENTRALES

#### INTRODUCCIÓN

Desde el punto de vista legal, existen algunas cuestiones que deben ser analizadas.

La primera de ellas se refiere a la delimitación de competencias y funciones de las Autoridades del Estado para autorizar la instalación de las minicentrales. La superposición de funciones y competencias crea gran incertidumbre que afectan tanto a los posibles inversores como a las mismas Autoridades involucradas, circunstancia que justifica el desarrollo que realizaremos, cuyo objeto será individualizar el campo de acción de cada uno de los Organismos con competencia en la materia, teniendo en cuenta la integridad del sistema jurídico. Igualmente, se procurará identificar el procedimiento a seguir para la instalación de una minicentral.

Dicho estudio, tiene por objeto aportar un poco de claridad al entramado sistema normativo, compatibilizando la normativa específica con las previsiones constitucionales. De tal estudio, surgirán propuestas de actualización, derogación e interpretación del Derecho vigente, a fin de facilitar la aplicación de la normativa.

Con dicho objeto, se hará una primera referencia a los Organismos con competencia en la materia, para luego avanzar en el análisis de las disposiciones particulares.

#### LOS ORGANISMOS INVOLUCRADOS

##### EL DEPARTAMENTO GENERAL DE IRRIGACIÓN

###### A. Su autarquía

La Constitución de la Provincia de Mendoza, le otorga autarquía al Departamento General de Irrigación a través de sus artículos 188 y 196. El art. 188 de la Constitución de Mendoza

establece: "Todos los asuntos que se refieran a la irrigación en la Provincia, que no sean de competencia de la justicia ordinaria, estarán exclusivamente a cargo de un Departamento General de Irrigación." A su turno, el art. 196 de la misma reza: "El Departamento de Irrigación sancionará anualmente su presupuesto de gastos y cálculo de recursos".

Como vemos, en la ley fundamental del Estado mendocino se establece en el Departamento General de Irrigación una doble autarquía: institucional y financiera. La primera a través del art. 188 que le concede exclusividad en el manejo de la irrigación, sin encontrarse subordinado jerárquicamente al Poder Ejecutivo, razón por la cual sus resoluciones no son susceptibles de revisión mediante recurso de alzada.

La segunda autarquía, la financiera, surge del referido art. 196, que lo faculta para elaborar su presupuesto de gastos y cálculo de recursos sin ingerencias externas, y sólo sujeto al contralor de legalidad del Tribunal de Cuentas de la provincia. Es el Honorable Tribunal Administrativo del Departamento General de Irrigación quien efectiviza la mencionada autarquía.

La Suprema Corte de Justicia, se ha expedido<sup>2</sup> sobre la necesaria independencia funcional que requieren ciertos entes de control, y observó como elemento disvalioso la interferencia del Poder Ejecutivo, consolidando la necesaria independencia de dichas entidades bajo un contralor judicial.

El origen constitucional de su autarquía lo hace único en el mundo, preservando un actuar independiente de políticas contingentes, y permitiendo una administración técnica que responda a objetivos propios de una política de Estado.

###### B. Estructura institucional

El Departamento General de Irrigación está compuesto por tres órganos superiores: el Consejo y la Superintendencia (previstos por la Constitución Provincial), y el Tribunal Administrativo (creado por la ley 322).

El Superintendente es el jefe del Departamento, es la autoridad ejecutiva. Al igual que los Consejeros es nombrado por el Poder Ejecutivo con acuerdo del Senado, es reelegible, removable

<sup>2</sup> SC Mendoza, Sala II, 2001/05/10, Obras Sanitarias Mendoza SA c. Provincia de Mendoza, publicado en La Ley Gran Cuyo, año 6, n° 4, agosto 2001, 9656, con nota de Alejandro Perez Hualde, "La independencia de los entes reguladores de servicios públicos locales". En este fallo, se rechazó la pretensión de OSM SA de someter las resoluciones del EPAS a recurso jerárquico ante el Poder Ejecutivo en base a la supuesta inconstitucionalidad del art. 10 de la Ley 6044, por considerar que dicho ente regulador presenta -en base al art. 42 CN- una jerarquía constitucional asimilable a la del Departamento General de Irrigación, el Banco de Mendoza, la Dirección General de Escuelas o incluso los municipios. Con posterioridad, la SC Mendoza en pleno, in re OBRAS SANITARIAS MENDOZA P/INCONSTITUCIONALIDAD, sentencia del 23/09/2003, publicado en La Ley Gran Cuyo, T° 2003, p 797, con nota de Mauricio Pinto y Marcela Andino, "Entes reguladores con independencia funcional, política e institucional: una antigua solución del derecho mendocino en las modernas instituciones de control", reiteró la misma solución.

de su cargo sólo mediante jury de enjuiciamiento y dura en su cargo 5 años (un año más que el Gobernador), lo que asegura que los funcionarios del DGI subsisten a quienes los designan, dándose así estabilidad política a la gestión del agua más allá de los cambios de gobiernos.

Se puede observar que los constituyentes mendocinos tuvieron un especial interés en asegurar la independencia de este ente, ya que además de otorgarle autarquía constitucional tanto en lo funcional como en lo económico, idearon un régimen de designación, duración y remoción que permite un desarrollo institucional al margen de los circunstanciales vaivenes políticos partidarios<sup>3</sup>, priorizando así las Políticas de Estado por sobre las meras Políticas de Gobierno.

El Consejo es un órgano colegiado que constituye la superior instancia administrativa en aquellos aspectos que ha resuelto originariamente la Superintendencia. En torno al uso y distribución de las aguas se ha sostenido que actúa con facultades jurisdiccionales en consideración al carácter de "juez de aguas" que la legislación otorga a los organismos de usuarios y a los órganos del Departamento General de Irrigación en esta materia.<sup>4</sup>

El Tribunal Administrativo es un también un cuerpo colegiado, integrado por los miembros del Consejo y el Superintendente. Cumple en el ámbito de la Repartición una suerte de función "legislativa" que se traduce en dos aspectos fundamentales: 1- Facultad tributaria - presupuestaria: en virtud de lo cual sanciona el presupuesto anual de la Repartición, fija el canon de sostenimiento y demás contribuciones que deben abonar los usuarios de las aguas. 2- Facultad reglamentaria: Por lo cual dicta reglamentos internos para la Repartición y externos de cumplimiento obligatorio para todos los regantes de la Provincia (ius edicendi).

### C. Funciones

Sobre dicha base normativa, se ha concluido que: el DGI no es sólo una autoridad de irrigación sino de aguas, porque si bien literalmente la Constitución de la Provincia en principio sólo refiere a la irrigación, la voluntad auténtica del constituyente reflejada en los debates de la Convención de 1915 imponen una interpretación extensiva de la letra constitucional a todos los

3 Guillermo Cano, "Reseña Crítica de la Legislación y Administración de aguas de Mendoza", Ed. Del autor, Mendoza, 1967, p. 38

4 Ello, a pesar de que como señala Guillermo Cano, "Régimen jurídico económico de las aguas en Mendoza durante el periodo intermedio (1810-1884)", Ed. Librería de la Universidad, vol. II, Mendoza, 1941, con la Ley Orgánica de Tribunales del 5/12/1872 se traspasó las funciones jurisdiccionales que tenía el entonces Juez General de Aguas a los tribunales ordinarios, lo que derivó en la sustitución por Decreto del 10/1/1873 del nombre de Juzgado General de Aguas por el de Inspección General de Irrigación, antecedente inmediato del Departamento General de Aguas que crea la Ley de Aguas de 1884, y del Departamento General de Irrigación que establece el régimen constitucional desde 1894.

usos del agua.

A efectos de contemplar el verdadero espíritu del texto constitucional, resulta de utilidad lo expresado por el Constituyente Barraquero durante los debates de la Convención Constituyente de 1915, quien sostuvo al analizar y fundar el texto del actual artículo 188 que "la palabra "exclusivamente" tiene un alto significado, porque es la palabra que declara la autonomía de la Irrigación, es decir, que todos los asuntos que interesan a la Irrigación y al uso del agua, le corresponden al interesado en la forma que esta Constitución lo determina". De igual forma, el informe de la Comisión Redactora a la H. Convención Constituyente refiere expresamente la autonomía de cada río (prevista por el artículo 193 CM) a efectos de dar a estos dicha "autonomía propia en la administración, dirección y uso de las aguas públicas", refiriendo a continuación a la conformación del Consejo de Irrigación previsto en el mismo artículo 188 de la Constitución para "constituir una especie de federación administrativa en el régimen de las aguas que consulta la mayor suma de opiniones y la mayor suma de intereses legítimos, con prescindencia de todo resorte gubernamental"<sup>5</sup>.

En concordancia, el régimen legal desarrolla su competencia sobre todos los usos del recurso hídrico y la policía general de las aguas.

Así la Ley de Aguas prevé: Artículo 1: La administración del agua, su distribución, canales, desagües, servidumbres, etc., las concesiones de agua para la irrigación y su empleo para otros usos, estarán exclusivamente sujetos a las disposiciones de esta ley y de las autoridades creadas por ella.

Por su parte, la Ley 322 establece: "Art. 1 - La administración general de las aguas de los ríos, arroyos, canales, hijuelas y desagües de la Provincia, su distribución y la tramitación de toda solicitud sobre concesión de ellas para el riego y su empleo en usos industriales, estará a cargo del departamento de irrigación".

### PODER EJECUTIVO PROVINCIAL

La Ley 6497 "Marco regulatorio eléctrico" declara de jurisdicción provincial y sujeta a las disposiciones de dicha Ley a todas las actividades que se desarrollen en el ámbito del territorio provincial, destinadas a la generación, transporte, distribución y consumo de energía eléctrica, sin perjuicio de la potestad concurrente del Estado nacional, en los casos que corresponda. Las actividades mencionadas que estuviesen concesionadas o autorizadas por el Estado Nacional una vez

5 H. Convención Constituyente de 1915, "Debates de la Convención Constituyente de 1915", Mendoza, 1941, Tº 2, Ed. Oficial, p 448.



que operara la caducidad o vencimiento quedan sujetas a la autorización y concesión de la autoridad provincial.

En dicho marco normativo, el Poder Ejecutivo queda a cargo de la planificación y formulación de las políticas electroenergéticas en el ámbito de la jurisdicción provincial debiendo, en lo pertinente: promover medidas conducentes al desarrollo de la actividad eléctrica provincial a través de medios consistentes con los objetivos fijados en la ley, en particular se destaca el de incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente y racional de la energía, mediante metodologías y sistemas tarifarios apropiados, el empleo de fuentes renovables y la innovación tecnológica, y el de promover las inversiones en generación, transporte y distribución, asegurando la competencia donde esta sea posible (art. 10 Ley 7543);

Dentro del Poder Ejecutivo Provincial, la Autoridad de Aplicación de la Ley es el Ministerio de Infraestructura, Transporte y Vivienda (art. 11 Ley 6497).

#### **EPRE (ENTE PROVINCIAL DE REGULACION ELECTRICA)**

El EPRE, creado por Ley 6497, se encuentra en el ámbito del Ministerio de Infraestructura, Transporte y Vivienda, gozando de autarquía y plena capacidad para actuar en el Derecho público y privado.

Sus atribuciones, entre otras, son proteger los derechos del usuario, controlar la prestación de los servicios, intervenir en el otorgamiento de concesiones, hacer cumplir las obligaciones del concesionario, dictar los reglamentos en materia de seguridad, procedimientos técnicos, facturación, etc., prevenir conductas antimonopólicas, proponer cuadros tarifarios, y organizar, reglamentar, aplicar el régimen de audiencias públicas.

Además tiene la legitimación procesal para demandar a los concesionarios, contratantes; ejerce el ejercicio del poder de policía sancionatorio, asegura la publicidad de las audiencias, de las tarifas, etc., interviene en planes de obras, etcétera.

El Ente está sujeto al control externo que establece el régimen de contralor público en especial al Tribunal de Cuentas. La ley obliga en su gestión financiera, patrimonial y contable a someterse al control público. Puede controlarlo también el Fiscal de Estado y se le aplican las leyes de contabilidad, de adquisición de bienes ya que la ley prevé respetar los principios de libre competencia, etcétera<sup>6</sup>.

## **AUTORIDAD COMPETENTE PARA AUTORIZAR LA INSTALACIÓN DE LA MINICENTRAL**

### **Antecedentes**

La Ley 322 establecía: "las solicitudes de concesión de agua para fuerza hidráulica que se pidan de los canales de irrigación existentes, y las solicitudes sobre aprovechamiento de desagües, serán formuladas, tramitadas y concedidas por ante la Superintendencia general de irrigación" (art. 29).

La Ley 2625 establecía que el otorgamiento de la concesión concesiones para aprovechar los cauces públicos, naturales y artificiales, en la producción de energía eléctrica, es facultad privativa del Poder Legislativo. Los distintos organismos del Estado debían informar sobre la solicitud.

Las leyes n° 2809, n° 2810 y 2811 son ejemplos de títulos concesionales otorgados por la Legislatura.

### **Derecho vigente**

A fin de individualizar a las Autoridades que deben intervenir en el procedimiento administrativo tendiente a autorizar la instalación de una minicentral, debemos distinguir el permiso o concesión para usar las aguas y cauces integrantes del dominio público del permiso o concesión para prestar el servicio público de generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

### **A. Permiso o concesión de uso de agua pública**

Tratándose de aguas pertenecientes al dominio público provincial, su uso especial sólo es posible mediando permiso o concesión de la Autoridad competente. La concesión se distingue del "permiso":

- Por el derecho que crea: la concesión importa otorgar un "interés legítimo", a favor del concesionario; en tanto el "permiso" otorga a su titular un "derecho subjetivo"
- Por el órgano concedente: la concesión se otorga mediante "ley" emanada de la Legislatura provincial, exigiéndose como condición esencial el "informe previo del DGI y, mientras no sea efectuado el aforo de los ríos (balance), el voto favorable de los dos tercios de los miembros que componen cada Cámara (art. 194 Constitución Provincial); en tanto la resolución "permiso" corresponde al Departamento General de Irrigación.
- Tiempo de duración: Mientras la concesión se otorga en general por tiempo "indefinido" (art. 132 LA); el permiso se otorga por un plazo máximo de diez años (conforme lo establece la Resolución Nro. 477/00 del HTA).
- La concesión sólo puede ser revocada si es debidamente indemnizada (art. 117 LA). En cambio el permiso es esencialmente revocable.

## La Ley 7543 y la atribución de competencia al Poder Ejecutivo

La Ley 7543 establece una distribución de competencias entre Poder Ejecutivo y Legislatura para la autorización de actividades relacionadas con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica. Así, el art. 15 establece:

a) "Se requiere concesión por ley:

- cuando se trate del aprovechamiento de fuentes de energía hidroeléctrica de los ríos, canales y demás cursos de agua pública cuya potencia exceda de veinte mil (20.000) kilovatios (kw);
- para el ejercicio de actividades a las que se les atribuye la condición de servicio público a los términos del artículo 3° de la presente ley;

b) se requiere concesión o autorización administrativa otorgada por el Poder ejecutivo:

- cuando la potencia total de la fuente hidroeléctrica sea menor o igual a veinte mil (20.000) kilovatios (kw);
- cuando la generación provenga del establecimiento de centrales térmicas o de otras fuentes de energía no convencional;
- cuando se trate del uso industrial no consuntivo del agua pública superficial para refrigeración o producción de vapor en la actividad de generación eléctrica.

c) el Poder Ejecutivo podrá otorgar permisos para el uso de aguas públicas y sus cauces cuando la potencia de la fuente hidroeléctrica sea menor a mil (1.000 kw) kilovatios. Los permisos podrán ser por tiempo indeterminado y estarán exentos del pago de la regalía hidroeléctrica".

Cuando las concesiones, autorizaciones administrativas o permisos se refieran al uso del agua pública, se requerirá informe previo del Departamento general de Irrigación, organismo que ejerce la función de policía de las aguas (art. 16).

Las concesiones, autorizaciones administrativas y permisos otorgadas por la presente ley, deberán registrarse en el Epere y también, cuando corresponda, en el Departamento general de Irrigación (art. 18).

El contrato de concesión para el aprovechamiento o explotación de las fuentes provinciales de energía de jurisdicción provincial, deberá contener condiciones referidas a: a) el objeto y el plazo de la concesión, el que no podrá exceder los cincuenta (50) años; b) las normas reglamentarias del uso del agua, régimen de prioridades y, en particular, las que interesen a la protección contra inundaciones, a la salubridad pública, al abastecimiento

de la población, a la irrigación, a la protección del ambiente y al desarrollo del turismo y la recreación (artículo 19).

La manifiesta ilegitimidad de la atribución de competencia al Poder Ejecutivo por Ley 7543 art. 15 inc. c habilita al DGI a abstenerse de aplicarla<sup>7</sup>. Ello obedece a que, de acuerdo a nuestro sistema constitucional provincial, el Poder Ejecutivo no puede tener ingerencia en cuestiones referidas a la administración y gestión del recurso hídrico. Lo expuesto no obsta a su posible intervención para autorizar la industria o planificar la política energética. Igual derecho corresponde al EPRE, en virtud de su facultad de intervenir en todo trámite en el que se encuentre involucrada la jurisdicción eléctrica provincial (art. 54 Ley 7543).

Por lo expuesto, se aconseja una reforma legislativa, modificando la redacción del inciso para que la autorización del Poder Ejecutivo se limite a cuestiones de su competencia.

La competencia del Departamento General de Irrigación La competencia del Departamento General de Irrigación para resolver permisos surge de la autarquía de origen constitucional (art. 188 Constitución Provincial) que lo caracteriza, y en virtud de la cual están a su cargo todos los asuntos referidos a la irrigación que no sean de competencia de la justicia ordinaria.

En ejercicio de su competencia, la Superintendencia (Res 1098/88 Superintendente) ha reglado el procedimiento aplicable a las solicitudes de permisos para la implantación de microturbinas en los cauces o canales de distribución de agua bajo jurisdicción del Departamento General de Irrigación con el fin de producir energía para consumo propio del permisionario, que no superen los 100 kw. Se acompaña el contenido de dicha resolución a continuación:

### Resolución No 1.098/88 Superintendencia

**VISTO:** Que algunos particulares han presentado solicitudes de autorización para usar aguas públicas y sus cauces para el funcionamiento de pequeños equipos destinados a generación de energía hidroeléctrica para consumo propio, fundamentalmente servicio de viviendas; y

**CONSIDERANDO:** Que el Departamento General de Irrigación carece, actualmente de una vía idónea para encauzar, tramitar y resolver las solicitudes mencionadas, se dispuso el estudio de los diversos aspectos con ellas relacionados;

<sup>7</sup> Daniel Nallar, "Posición de la Administración frente a la Ley inconstitucional", Estudios de Derecho Administrativo IX "El procedimiento administrativo en la República Argentina", Ed Dike, Foro de Cuyo pág. 774 y sgtes

Que del estudio aludido se han derivado consideraciones de índole política, económico-social, técnica y jurídica que se explicitan a continuación:

- Ante una política energética general que ha delineado ciertas prioridades, que tiende a promover los medios de proyección y conservación de las fuentes de producción, la racionalización de la generación y el consumo, la participación de la comunidad en el desarrollo de los objetivos políticos aludidos, etc. y dado que la generación de hidroelectricidad es un uso especial del recurso hídrico, las autoridades del Organismo estiman que ciertos emprendimientos hidroeléctricos privados de realización inmediata por su magnitud y costo, deben ser favorecidos y estimulados.
- Que desde el punto de vista económico-social, frente a la crisis energética actual, según lo que ha sido difundido a través de los medios de comunicación por las autoridades y especialistas en la materia y que es de público conocimiento, la participación de la comunidad en la producción de energía resultaría un aporte muy valioso para el desarrollo provincial, ofreciendo así una salida al actual estancamiento electroenergético y económico.

Dentro de ese marco general, la producción de energía para consumo propio a partir de microturbinas, puede considerarse como un uso de pequeña entidad, que no compromete caudales considerables, no es consuntivo del agua empleada y posibilitaría a muchos consumidores producir la electricidad que necesitan de manera rápida y barata, aliviando con ello el sistema energético actual e imprimiendo mayor dinamismo al aprovechamiento del recurso hídrico.

- Que desde el punto de vista técnico las microcentrales hidroeléctricas son aquellas cuya potencia no supera los cien kw (100 kw); son máquinas "de venta en estanterías", que se adquieren en paquete completo y se instalan en forma inmediata; la red de transmisión es irrelevante desde el punto de vista de los costos; pueden ser totalmente financiadas por los beneficiarios directos; los que las adquieren son también sus administradores; se ofrecen a través de folletería, con toda la información necesaria para decidir la compra; no requiere un control importante del sector público por su sencillez y alcance; basta asegurar el uso no consuntivo y no contaminante del agua en el caso de cursos públicos, los adquirentes son preferentemente el sector privado de las zonas agroindustriales y cubren las necesidades cotidianas de una pequeña empresa agro-industrial y su familia; se pueden instalar en pequeños saltos, lo que permite aprovechar intensamente el recurso, especialmente en las redes de riego artificial; y en definitiva, incide favorablemente en el desarrollo comunitario tanto del sector privado como público.

- Que desde el punto de vista jurídico, estos pequeños emprendimientos quedan fuera del ámbito de aplicación de la Ley Nacional de Energía No 15.336, la que regula la macroenergía en el marco de la jurisdicción nacional (Arts. 1 y 6) y de la Ley Provincial No 2.625, en tanto la generación no se realizaría en virtud de concesión (Art. 1) según los fundamentos que se expondrán a continuación; y de la jurisdicción del ente provincial de energía (Energía Mendoza Sociedad del Estado) por cuanto no son tareas que se realicen "por cuenta" de la mencionada sociedad estatal ni del Gobierno de la provincia (Art. 2 Ley No 4.551), sino de los particulares que obtengan el correspondiente permiso, y no están destinadas a la prestación de un servicio público (Art. 3 párr. 3o de la Ley No 4.551), sin perjuicio que en el trámite de otorgamiento, dicho ente tenga posibilidad de ejercer sus facultades de control y regulación del uso racional de la energía (Art. 2 Ley 4.551).
- Que en virtud de la naturaleza del uso de que se trata, el instituto jurídico que autoriza a realizarlo es el permiso, ya que esencialmente el permiso de uso tiene aplicación en aprovechamientos de menor importancia. Al respecto, Marienhoff pone como ejemplo de tal aplicación la extracción de agua de un río mediante el empleo de bombas para el servicio del motor de una fábrica (Marienhoff, Miguel S., Tratado del Dominio Público, Ed. TEA, Bs.As. 1.960, págs. 327 y ss.). Por otra parte, este instituto lo otorga la administración en ejercicio de su actividad discrecional y es de carácter precario, por lo que puede ser revocado sin obligación de indemnizar toda vez que se otorga teniendo en cuenta tan solo "la empresa" para lo cual se lo requiere (Mayer, Otto, ob.cit. en Marienhoff ob. cit., pág. 333). Además, y dado que el uso del agua se "tolera", y tiene como finalidad la producción de energía eléctrica, debe dar intervención a Energía Mendoza S.E. a fin que ejerza las facultades conferidas por los Arts. 2 y 8 de la Ley Provincial No 4.551. Asimismo, y como el permiso es oneroso, el permisionario deberá abonar un canon o renta dominial por el uso autorizado;

Por ello,

#### **EL SUPERINTENDENTE GENERAL DE IRRIGACIÓN RESUELVE:**

1. Pueden otorgarse permisos temporarios para la implantación de microturbinas en los cauces o canales de distribución de agua bajo jurisdicción del Departamento General de Irrigación con el fin de producir energía para consumo propio del permisionario, que no superen los 100 kw.

2. Las solicitudes serán presentadas ante la Subdelegación de Aguas correspondiente o ante la Sede Central del Departamento General de Irrigación, las que reunirán los siguientes requisitos:
3. Nombre o razón social y domicilio legal del solicitante.
4. Lugar o ubicación tentativa de la microturbina, indicación del cauce respectivo y delimitación del terreno o área con la que deberá servirse la implantación.
5. Memoria descriptiva y técnica del proyecto, potencia proyectada y otros datos de utilidad para la evaluación técnica, firmada por profesional habilitado para ello.
6. Destino de la energía que se producirá e indicación de la relación con otras líneas eléctricas.
7. Plazo de ejecución del proyecto.
8. Otra información que considere relevante.
9. Las solicitudes se presentarán en cuatro (4) copias y constituirán la cabeza del expediente que formará la Subdelegación de Aguas respectiva o el Departamento General de Irrigación, Sede Central, según corresponda.
10. De las solicitudes presentadas se correrá vista a Energía Mendoza S.E. por el plazo de diez (10) días a fin que formule las observaciones que considere procedentes o la oposición que estime pertinente, ambas debidamente fundadas. Cuando la fuente de generación en la que se emplazará el aprovechamiento hidroeléctrico, se encontrare en un lugar sometido a la jurisdicción de una Inspección de Cauce, se la correrá vista al Inspector por el término de diez (10) días a efectos que exprese su opinión sobre la solicitud.

Una síntesis de la solicitud deberá publicarse dos (2) veces durante cinco (5) días en el Boletín Oficial y un diario local, a costa del interesado, con el objeto de notificar a terceros la iniciación del trámite, quienes podrán formular sus observaciones u oposición a la instalación de la microturbina hidroeléctrica dentro de los cinco (5) días siguientes a la última publicación. Vencidos los plazos indicados en los artículos precedentes sin que los respectivos entes se expidan, se tendrá por consentida la solicitud.

De las observaciones u oposición se dará vista al solicitante por un plazo de diez (10) días a efectos de su contestación.

Presentadas las observaciones u oposición, según el caso, o vencido el plazo para ello sin que se hubieren efectuado, se remitirán las actuaciones al Superintendente General de

Irrigación quién, resolverá las observaciones u oposiciones efectuadas en un plazo de diez (10) días y dictará la resolución otorgando o denegando el permiso solicitado.

En dicha resolución podrá conceder un plazo prudencial al solicitante a fin que subsane los defectos observados, a cuyo vencimiento decidirá definitivamente sobre el otorgamiento del permiso o su denegación.

La resolución que otorga el permiso constituye el título del derecho a generar hidroelectricidad para consumo propio a partir de la instalación de microturbinas en cursos públicos de agua y deberá ser registrada en los padrones que al efecto se habiliten.

Esencialmente contendrá:

1. Nombre o razón social del permisionario y domicilio legal.
2. Ubicación de la fuente de generación sobre la que se realizará el aprovechamiento hidroeléctrico.
3. Plazo de vigencia del permiso, el que no podrá exceder de diez (10) años.
4. Canon que deberá abonar el permisionario según lo que al efecto disponga el Honorable Tribunal Administrativo.
5. Cláusula de responsabilidad en virtud de la cual el permisionario asume toda la que pueda derivarse de la explotación autorizada.
6. Dotación a entregar al permisionario, dejando a salvo que las variaciones que sufra la misma no acarreen responsabilidad al Estado.
7. El otorgamiento del permiso será notificado a Energía Mendoza Sociedad del Estado, a la Subdelegación de Aguas y a la Inspección de Cauce respectivas.
8. Regístrese, comuníquese, cumpliméntese, publíquese en el Boletín Oficial de la Provincia, pase al Honorable Tribunal Administrativo para su conocimiento y determinación del canon mencionado en el apartado d) del Art. 10 y archívese.

#### **Ley 6497 Capítulo XIV Aprovechamientos de pequeña y mediana potencia**

El referido régimen debe ser armonizado con las disposiciones específicas del Capítulo XIV "Aprovechamientos de pequeña y mediana potencia" según el cual:

**art. 76:** La Autoridad de aplicación convocará a todos los interesados a que presenten solicitudes para obtener la concesión para la explotación de emprendimientos hidroeléctricos de hasta veinte mil (20.000 kw) kilovatios de potencia total, poniendo a disposición los estudios que titularice la provincia.

**art. 77:** Las solicitudes se inscribirán en un registro especial, por su orden de presentación y en relación con una fuente de energía determinada. La persona que haya presentado la primera solicitud para utilizar un salto, se denominará iniciador y tendrá la preferencia que acuerda esta ley.

**art. 78:** Presentada e inscripta una solicitud de concesión, la autoridad de aplicación deberá convocar públicamente a todos los interesados en aprovechar el mismo salto, a fin de que presenten sus propuestas. El solicitante iniciador podrá igualar las condiciones de la propuesta más conveniente, en cuyo caso se le otorgará la concesión. La reglamentación establecerá los criterios de conveniencia, entre los cuales figurarán la eficiencia del proyecto, el adelanto en el pago de la regalía hidroeléctrica como así también que el proponente haya contribuido al pago de las obras hídricas que se utilizarán.

**art. 79:** Las concesiones otorgadas bajo el presente régimen promocional serán otorgadas en las siguientes condiciones según la reglamentación: a) plazo de vigencia: veinte (20) años, prorrogable por otro período igual; b) regalías hidroeléctricas: gozarán de un período de exención de hasta quince (15) años. c) plazo de ejecución: los trabajos de ejecución deberán comenzar dentro de los seis (6) meses de otorgada la concesión y finalizar en el plazo convenido, salvo fuerza mayor, bajo pena de caducidad; d) finalizada la concesión por vencimiento del plazo, el titular será equiparado al solicitante iniciador en el trámite de la nueva concesión.

A fin de lograr la armonización o articulación correspondiente, deberá actualizarse la Res. 1098/88 Superintendencia, reglando la convocatoria descripta y la intervención del Poder Ejecutivo en el trámite.

### **Permiso o concesión de servicio público de generación, transporte y distribución de energía eléctrica**

La noción de servicio público ha sido definida por la doctrina con bastante complicación.

Lo que caracteriza al servicio público es la naturaleza de la actividad, que tiende a alcanzar cometidos o funciones del Estado, en especial el bienestar y progreso social; el sujeto que puede ser una entidad estatal o un concesionario; el fin que es la satisfacción de necesidades individuales de importancia

colectiva mediante prestaciones materiales, en especie, periódicas y sistemáticas y el régimen de derecho público que lo regula.

Sarmiento García distingue entre servicios públicos propios e impropios. Los servicios públicos impropios son actividades industriales o comerciales pero que han sido concedidas por el Estado a particulares mientras que el servicio público propio es el que presta directamente el Estado. Lo que distingue de los servicios sociales como la enseñanza y los hospitales. Lo trascendente es que en el servicio público se satisfacen necesidades colectivas.

Villegas Basavilbaso, lo define como toda actividad directa o indirecta de la administración pública cuyo objeto es la satisfacción de necesidades colectivas en un procedimiento de derecho público. Marienhoff distingue entre servicios propios e impropios y considera que es toda actividad de la administración pública o de los particulares o administrados que tiende a satisfacer necesidades de interés general por cuya índole o gravitación, cuando lo prestan los particulares requieren del control de la autoridad estatal. Sayagués Laso distingue los servicios públicos de los cometidos esenciales. Bielsa distingue los servicios públicos propios e impropios y sostiene que el servicio público es toda acción o prestación realizada por la actividad pública activa directa o indirectamente para satisfacer necesidades colectivas asegurada por el poder de policía. Díez distingue también la función pública del servicio al que califica como actividad material y técnica puesta a disposición de los particulares para realización de sus finalidades. La prestación es "uti singuli" y se realiza en forma directa o indirecta para satisfacer una necesidad de interés general. Fiorini distingue la función pública de los servicios públicos y sostiene que estos últimos satisfacen necesidades "uti singuli" y se dirigen a satisfacer concreta y prácticamente a los habitantes. Vidal Perdomo lo califica de puramente administrativo de carácter social, industriales, comerciales y mejoramiento de la vida ciudadana<sup>8</sup>.

La calificación de la actividad como servicio público, dependerá del destino que se le dé a la energía obtenida. En su caso, la actividad no podrá comenzar a funcionar hasta tanto se cumplan las exigencias legales correspondientes (art. 22 Ley 6497 modificado por Ley 7543). Dicha calificación no obsta al otorgamiento del permiso de uso de agua. Aquella exigencia deberá ser verificada por las Autoridades competentes y no por el DGI.

De acuerdo al artículo 3º: las actividades a las que se atribuye la condición de servicio público son las siguientes: a) transporte; b) distribución; c) la generación de jurisdicción local

8 José Luis Correa, "Audiencias públicas", LL Gran Cuyo 2000, 160

no vinculada al mercado eléctrico mayorista, destinada total o parcialmente a abastecer de energía eléctrica a un servicio público. d) generación aislada y su distribución asociada dentro del territorio provincial. e) generación aislada individual, cuando así la caracterice el poder concedente.

A los fines descriptos, se entiende por generación: la producción de energía eléctrica efectuada por el titular de una central eléctrica, conectada en forma total o parcial con el sistema de transporte y/o con un distribuidor y/o con un usuario directo, de la misma u otra jurisdicción (art. 6 Ley 7543).

Para la prestación del servicio público de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, se requiere concesión legal (art. 15 Ley 7543). En dicho trámite, deberá intervenir el Poder Ejecutivo (art. 11 Ley 7543).

## **SECCIÓN IV DESARROLLO REGIONAL**

### **PEQUEÑOS EMPRENDIMIENTOS HIDROELECTRICOS Y EL DESARROLLO LOCAL.**

El informe plantea la problemática de la participación de los países en vías de desarrollo en la solución de los problemas energéticos. Se considera la ubicación de los recursos naturales y humanos, de la demanda de energía y recursos económicos y se pondera el papel de los actores de las transferencias de equipamiento, tecnología y recursos económicos.

Se presuponen objetivos locales , regionales , nacionales y mundiales, para cuyos logros se hacen consideraciones que evidencian responsabilidades compartidas por todos los actores del sistema mundial.

Se comparan micro y miniemprendimientos hidroeléctricos con los grandes bajo las consideraciones ecológicas, tecnológicas, económicas, sociales y político estratégicas.

Bajo los mismos aspectos se pondera la situación actual de los países en vías de desarrollo.

Mediante la descripción de tres proyectos particulares se señalan consecuencias técnicas, económicas y legales de la participación concreta en el diseño, construcción y explotación de pequeños emprendimientos energéticos.

Se plantea, además, la necesidad de elaborar legislaciones, formas de cooperación técnica y económica, que faciliten la participación local en todos los niveles de realización de obras pequeñas y de envergadura creciente en relación con el desarrollo tecnológico local, incremento de la utilización de mano de obra local e incremento de capacidades industriales y fuentes de recursos económicos propios. Todo esto, en completo acuerdo con los grandes objetivos mundiales sobre ecología y equilibrio socio económico y respeto por el individuo.

Finalmente, y a modo de ejemplo, se indican los puntos principales de un plan de desarrollo regional basado en la construcción de minicentrales hidroeléctricas que hace uso de la sinergia interior de las capacidades adecuadas de un sistema regional gestionado según una tecnología organizacional planteados en el trabajo de referencia.

## **INTRODUCCION**

La participación de la industria pequeña y mediana en diseño y fabricación de equipamientos de micro y mini centrales hidroeléctricas y la construcción de la misma central, no solo debe realizarse por ser un objetivo alcanzable, sino por estratégico tecnológico y económico y, por tanto, político.

Claro está que lo alcanzable del objetivo mencionado, no se refiere a la simple declaración de intención, sino que supone un intenso y prolongado trabajo coordinado entre recursos humanos, tecnológicos, económicos y una decisión política, esto es, la participación de los sectores profesionales científicos y tecnológicos, industriales, empresariales estatales y privados y el sector político.

El aspecto estratégico tecnológico y económico del objetivo mencionado es consecuencia de la envergadura de los micro y miniemprendimientos hidroeléctricos, esto es, por ser pequeños se pueden realizar con tecnología local y recursos económicos locales.

Las dificultades tecnológicas como los costos de instalación, son proporcionales a la envergadura de los emprendimientos. Finalmente, el factor más significativo de lo estratégico mencionado, tiene que ver con el hecho de que para adquirir experiencia que permita participar en grandes emprendimientos y para generar actividades tecnológicas e industriales asociadas, debe pasarse necesariamente por la realización concreta de las obras de menor envergadura del tipo comentado. A riesgo de pagar altísimos costos en la compra de tecnologías no dominadas. Situación esta última que condiciona desventajosamente el futuro económico y social del medio local.

Es difícil concebir el ocupar un lugar digno en el contexto mundial siendo solo compradores de tecnología, se entiende como más aconsejable, el de asumir la responsabilidad de realizar obras que, por su magnitud, son poco atractivas para la tecnología y comercio internacional, pero que son necesarias para nuestro desarrollo.

Finalmente, señalamos la necesidad de participación de la comunidad ingenieril y empresariado pequeño y mediano, en el desarrollo local de las tecnologías utilizadas en el diseño, construcción , montaje y operación de micro y minicentrales hidroeléctricas. Paso obligado, este último, como se señaló arriba, para la participación futura en la construcción de grandes emprendimientos. En los proyectos que comentamos en el apartado 4 señalamos singularidades observadas en diferentes aspectos del trabajo de diseño de los equipamientos hidromecánicos asociados y concepción integral de central, con el objetivo de mostrar los resultados que produce la participación local en el diseño de micro y minicentrales.

## SITUACION ACTUAL:

Si bien somos concientes de lo limitado de la experiencia nacional en el diseño y fabricación de los equipamientos mostrados, también somos concientes que para completarla no hay otro camino que el de realizar las obras correspondientes. La experiencia solo se puede completar realizándola. Tampoco debe dejar de observarse que la experiencia final, la definitiva y total, no es poseída por nadie en el mundo. Nadie da garantías totales de la no aparición de fallas en funcionamiento de estos equipos. Así es como son relativamente frecuentes daños tales como la rotura de las turbinas del Chocón, que comenzó en el mecanismo de accionamiento de los álabes del distribuidor, rompiéndose todos los álabes en cascada. También se producen vibraciones inadmisibles en diferentes partes de turbinas consecuencia de la reducción de tamaño de las máquinas y enorme modificación de la rigidez estructural de las mismas. La formación de cola de burbujas en el tubo difusor de turbinas Francis, o fallas en la obra civil, cuando no, desastres ecológicos como en la presa de Asuan, son indicadores de una tecnología de enorme desarrollo pero no concluída aún.

Es por lo indicado arriba que las garantías que se dan en este tipo de emprendimientos, es la asistencia técnica ante la aparición de problemas y su consecuente, reparación a costas o nó del fabricante.

Todo esto nos indica, no solamente, que todavía estamos a tiempo, sino que debemos por responsabilidad, participar en el desarrollo tecnológico asociado a esta temática, con las implicancias económicas, sociales además de tecnológicas, que esto representa.

La manera de participación es la de realizar irrenunciablemente los micro y miniemprendimientos y en los grandes emprendimientos tanto como nos lo vaya permitiendo la experiencia acumulada en los emprendimientos menores.

## CUADRO COMPARATIVO DE CARACTERISTICAS DE PEQUEÑOS Y GRANDES EMPRENDIMIENTOS HIDROELÉCTRICOS

**Tabla 1. Cuadro comparativo (ver página siguiente)**

## ESTUDIOS Y PROYECTOS DE REFERENCIA. MINIEMPREDIMIENTOS DE BAJA CAIDA:

Proyecto particular en estudio en la provincia de Mendoza.

Un canal de riego que en un trayecto de 1690 metros, está constituido por un tunel de hormigón y tiene un desnivel de 13 metros entre entrada y salida. El caudal máximo de riego es superior a 2 veces el mínimo.

El túnel de hormigón solo admite una sobrepresión interna del orden del 10% de la presión hidrostática, en el extremo aguas abajo .

El caudal de riego no debe interrumpirse, salvo por intervalos de tiempos muy cortos (algunos segundos).

El análisis de el diagrama de caudales medios mensuales sugiere un caudal de diseño del 78% del caudal máximo.

El analisis de pérdidas de carga sugiere un salto de diseño de aproximadamente un 96% del salto bruto.

Se desea construir una minicentral hidroeléctrica sobre el canal. La energía eléctrica producida se transmitiría con una línea de media tensión, a la red de consumo local conectada, además a la red provincial.

COMENTARIO:El diseño clásico posibilita tres opciones, a saber:

Los tiempos de cierre exigidos para limitar el incremento de velocidad admisible para el generador, producirían una sobrepresión inadmisibile en el túnel,

Opción 1. La sobrepresión en el túnel disminuye a valores tolerables con una chimenea excesivamente grande.

Opción 2. La sobrepresión en el túnel disminuye a valores tolerables con una válvula sincrónica de dimensiones también exageradas y, lo que representa el mayor inconveniente, operada por un dispositivo con componentes mecánicos.

Opción 3. Mayores tiempos de cierre solo serían posibles con un GD2 de las masas rotantes también exageradamente grande.

OBSERVACION: El túnel no soporta sobrepresiones superiores al 10 % de la presión estática, en ninguna condición. La primera y tercera opciones no son practicables por razones de dimensiones y/o económicas. Ni siquiera con la altísima confiabilidad de los actuales sistemas de accionamiento de los elementos hidromecánicos se puede usar la 2.opción.



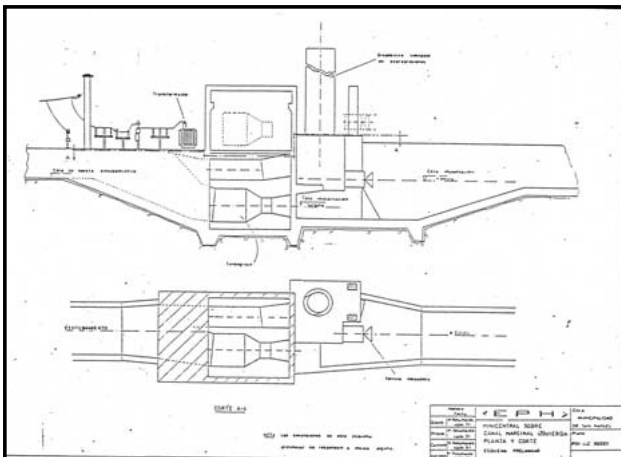
Emprendimientos	Pequeños	Grandes
Requerimientos de calidad de energía	Frecuentemente bajo. La pérdida de sincronismo por algunos segundos puede ser admitida. Variaciones de frecuencia y tensión admisibles mas amplias	Muy altos
Disponibilidad del recurso natural	Casos con agua en exceso y disponibilidad limitada para funcionamiento continuo a plena carga. Saltos desde muy baja altura hasta gran altura y caudales de pequeños a muy grandes. Caudales variables diariamente y estacionalmente. Imposibilidad de acumulación de agua. Cercanía a los centros de consumo. Mayor cantidad de emprendimientos posibles.	Menos frecuentes y con rangos menos amplios
Condiciones de operación	Frecuentemente aislados. No continuos o continuos con niveles de consumo variables pos saltos discretos. Frecuentemente con control automáticos. También se admite control manual. Se admite generación y consumo en continua.	En paralelo con red. Operación continua. Control automático. Generación en alterna. Transmisión en alta tensión.
Disponibilidad de recursos económicos	Abordables con medios propios. Aportan a la atención de demanda de energía. Para la atención de una gran demanda pueden planificarse en tantas etapas como centrales acorde con la disponibilidad.	Se requieren recursos de fuentes internacionales Hasta la casi finalización de la obra no se dispone de energía eléctrica alguna. Generan endeudamiento por largos plazos.
Aspectos estratégicos Sociales Políticos Tecnológicos Ecológicos	Admiten la participación de la pyme local Atención de centros poblacionales rurales Son la puerta de entrada al desarrollo tecnológico de competencia. Posibilitan la formación de recursos humanos. Corto tiempo de ejecución. Requerimientos tecnológicos bajos. Bajo o moderado impacto ambiental.	Deben realizarse por grandes empresas (internacionales) que ocupan gran cantidad de mano de obra externa. Bajo impacto en la formación de recursos humanos locales para el diseño y construcción del equipamiento de la central. Largo tiempo de ejecución. Requerimientos tecnológicos altos. Moderado a alto impacto ambiental.

## DISEÑO PROPUESTO (VER ESQUEMA)

Turbina bulbo.

Válvula de descarga(disipadora)

Dispositivo limitador de sobrepresiones y chimenea de equilibrio.



## FUNCIONES:

- Turbogrupos generador y dispositivos de comando y control.
- Puesta en marcha - puesta en paralelo.
- Regulador de velocidad: actúa sobre turbina (ley de cierre) y válvula descargadora (enclavamiento).
- Válvula de descarga: Derivar el caudal de riego total, si el turbogrupos está fuera de servicio, o, el excedente del turbinado si el turbogrupos está en operación.

- Mantener el nivel aguas arriba constante.
- Minimizar sobrepresiones en el túnel.
- Accionamiento de emergencia (manual).
- Dispositivo limitador de sobrepresiones y chimenea de equilibrio:
- Limitar el incremento de presión en el túnel en caso de bloqueo de la válvula descargadora y rechazo de carga de la turbina. (Como descargador).
- Posibilitar la estabilidad de funcionamiento de la turbina (Como chimenea de equilibrio).
- Derivar el caudal excedente al canal de riego.

## Conclusiones:

El análisis realizado muestra los parámetros de control del diseño propuesto, a saber:

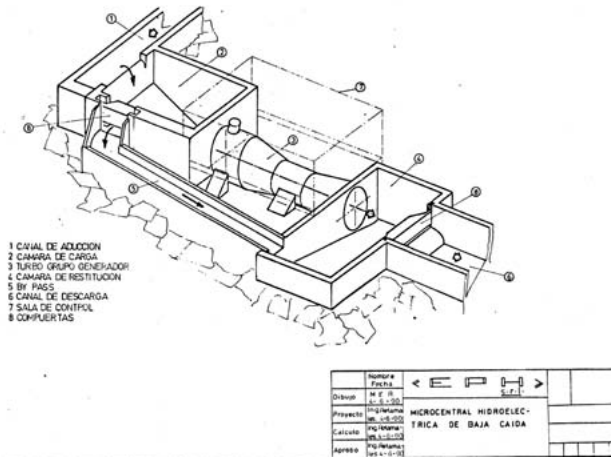
- A<sub>0</sub>: Área neta dispositivo limitador.
- GD<sub>2</sub>: Turbogrupos.
- T<sub>c</sub>, T<sub>m</sub>: Tiempos característicos de la ley de cierre de la turbina.

El manejo de estos parámetros posibilita la factibilidad técnica del proyecto.

De la factibilidad económica, muy influenciada por el precio actual del KWh, y de la política energética en ejercicio, solo conocemos la relación entre el costo de instalación de este diseño y el costo internacional que es de aproximadamente de 0.5.-

## MICROCENTRALES DE BAJA CAIDA:

El proyecto que comentamos ahora consistió en la construcción de diez (10) microcentrales a instalarse en zonas rurales, como parte de un plan de viviendas rurales, implementado por el Instituto Provincial de la Vivienda de Mendoza.

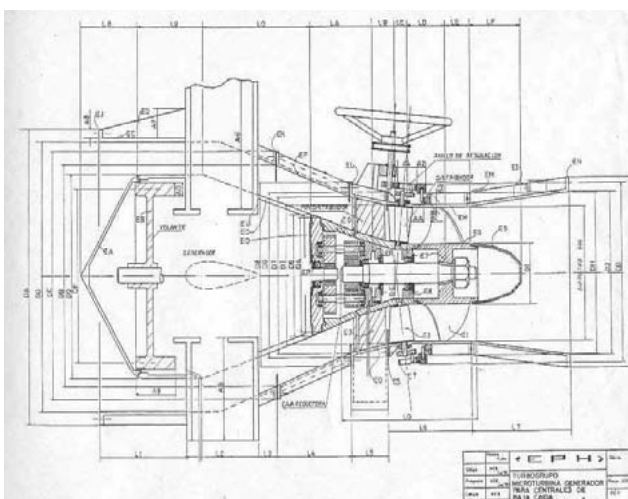


### Condiciones generales:

Los equipamientos debían ser iguales (para igual potencia instalada) ( 5 turbogrupos de 10 Kw y 5 de 25 Kw) con el objeto de disminuir stoks de repuestos, y otros costos.

Solo la toma y conducción sería según el terreno. Se debía minimizar la generación de energía que excediera el máximo consumido. Para limitar la capacidad de las resistencias disipadoras.

El salto sería el menor de los posibles y así fácilmente alcanzable en los 10 emplazamientos. La operación de la central debía requerir el mínimo de atención del operador.



### COMENTARIO:

En todos los casos el caudal disponible superaba el necesario. La disipación de energía en resistencias no afectaría al suministro y posibilita un régimen de funcionamiento en un

rango muy estrecho. La disminución de rendimiento de una turbina hélice frente a una Kaplan, al apartarse del régimen nominal, no afectaba. Por tanto, la doble regulación (kaplan) no es necesaria. Las consecuencias mecánicas y de control, son obvias.

El proyecto propuesto:

- Salto propuesto: menor o igual que 2 m.c.a.
- Toma autolimpiante. Tipo parrillas con pendiente hacia aguas abajo.
- Conjunto cámara de carga - turbogruo y cámara de restitución - By-pass. (Salto Cte)
- Turbina tipo Hélice con álabes de distribuidor móviles (sin regulación). Derivador de carga. (Disipador con calentamiento de agua). Protección por descarga brusca. Regulación de tensión.

El diseño mecánico de la turbina es de gran simplicidad, debido a la integración de la obra civil (salto constante) con la hidromecánica, como así también el sistema de regulación, como consecuencia de la utilización del derivador de carga. Esto último posibilitó dar respuesta favorable al problema siguiente: La influencia de la utilización de reguladores de velocidad de tipo comercial clásico, sobre el costo total del equipamiento, es enorme. Esta influencia es mayor en las instalaciones de menor potencia instalada.

Se prestó gran atención a la resistencia de los materiales a la erosión por sólidos en suspensión, para lo que se diseñaron las partes afectadas con materiales de alta calidad. Esta determinación es consecuencia de observar lo siguiente: La influencia de la utilización de materiales de alta calidad en la construcción de los equipos hidromecánicos, sobre el costo total del equipo, es moderadamente baja; en el mismo sentido, las reparaciones son, a menudo, de difícil realización y relativamente caras.

**CONCLUSIONES:** La utilización de un diseño clásico modificado ha posibilitado resolver el problema semejante al planteado en el caso de la microcentral de muy baja caída: el costo del regulador de velocidad es de enorme influencia sobre el costo total del equipamiento.

El análisis de los ejemplos anteriores sugiere la revisión del diseño de los grupos generadores, tanto en sus aspectos mecánico, hidráulico, eléctrico, como su sistema de comando, control y protección, con el objeto de asegurarnos que las diferencias observadas respecto del condicionamiento de diseño de la microcentral, tenga su mejor solución utilizando los diseños clásicos, altamente influidos por los de los grandes emprendimientos. Nuestra opinión es que es mucho lo que se puede obtener con diseños nuevos, o bien con la utilización de los diseños tradicionales fuera de los rangos de funcionamiento para grandes emprendimientos.

## ACUEDUCTO POTRERILLOS-MENDOZA (ARGENTINA).

Las características principales para el análisis que se plantea son:

---

Longitud:	52 Km.
Diámetros:	0.7, 0.8, 0.9 m
Caudal:	1 m <sup>3</sup> /s
Materiales:	H A , C.A.,
Diferencia de altura:	633,6 m.

---

Para un estudio energético, consistente en la instalación de una central hidroeléctrica alimentada por el acueducto, consideramos una conducción metálica equivalente, que produce una pérdida de carga total, igual a la de la tubería real del 90% de la presión hidrostática  $H = 633,6$  m. Esto es, y suponemos un diámetro constante  $D = 0,734$  m tal que la pérdida de carga es de 11,10 mm/m.

Calculamos su peso total. Luego, consideramos una tubería de diámetro tal que la pérdida de carga total sea del 20%. Los espesores se determinan en cada punto de la tubería para una sobre presión de 15% sobre la estática y la variación de espesores se indican a continuación:

---

Material	1	2
Tensión admis.(Kg/cm <sup>2</sup> )	1100	1650

---

### Diámetro 0,734

Espesores (mm)	9,5 a 25,4	9,5 a 16
Peso total(Ton)	14279	11069

---

### Diámetro 0,970

Espesores (mm)	9,5 a 40,0	9,5 a 21
Peso total(Ton)	25260	17453

---

Resulta así:

---

Material	1	2
Incremento de peso(Ton):	10981	6384
Porcentaje Incremento de peso:	76.9	57.7
Costo adicional aprox.(mill.dólares)	27.5	16
Potencia instalada (MW):	4	4
Costo instalac. aprox.(mill.dólares)	4	4
Producción anual (0.07 USD/KWH).(mill.dólares)	2.38	2.38
Costo instalac. /prod. anual (años)	13.2	8.4

---

El acueducto tiene ya mas de 60 años operando.

## RED EVOLUTIVA DE ACTIVIDADES DE UN PLAN ESTRATÉGICO REGIONAL <sup>9</sup>

Base metodológica de un plan de reconversión de la economía de una región que se extiende a parte o todo un sistema de actividades económicas, evolucionando desde las correspondientes a una obra, o conjunto de ellas, bajo condiciones de autosustentabilidad sistémica temporal (se mantiene la sustentabilidad durante periodos finitos de tiempo).

El equilibrio entre recursos y capacidades disponibles, que exige la autosustentabilidad para el logro de los objetivos sistémicos, se convierte en la condición de sustentabilidad. No son admisibles acciones voluntarias que disminuyan la sustentabilidad. La factibilidad de un plan de acciones debe probarse contra las sustentabilidad del Proceso Organizacional de un Sistema Regional (POSR). Esto es, por aportes a los objetivos sistémicos.

El indicador del estado del proyecto que se asocia al umbral en que se soporte la asignaciones de recursos a gastos del estado puede resultar de la relación entre sinergia inducida por el proyecto y sinergia total del POSR. Debería precisarse su impacto sobre la sustentabilidad del proyecto.

En materia de impuestos y uso de recursos económicos por parte del estado, la evolución de las condiciones del proyecto tiene su límite en las condiciones derivadas del estado actual de la legislación vigente.

El proyecto tendría como finalidad la reactivación económica con fuerte contenido social y terminaría cuando las actividades productivas representen un volumen suficiente para su autosustentabilidad en las condiciones vigentes en todo el país.

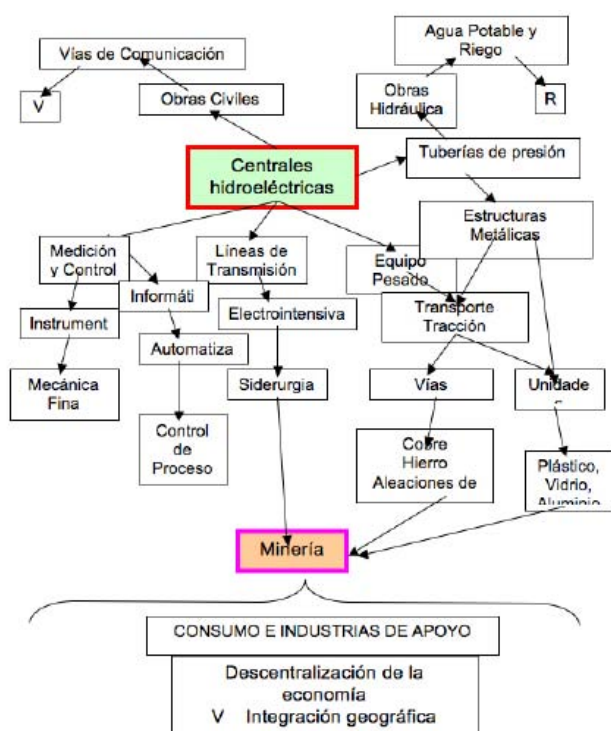
Las características esenciales del proyecto se indican a continuación:

- Etapas de proyectos que se inician con la construcción de centrales generadoras de energía eléctrica. Siguen actividades productivas derivadas y generadoras de capacidades que requieren los productos o servicios de las etapas mas avanzadas del plan.
- Aplicación del método de recuperación de inversiones (públicas).
- Avance progresivo. El problema consiste en determinar el plan de obras que mantenga durante un período suficientemente largo de tiempo el mecanismo sinérgico que permite amplificar las inversiones para los logros esperados. Si, adicionalmente, se logra el crecimiento del volumen de las actividades puede llegarse a cubrir

<sup>9</sup> Extraído de: H. Retamales. Herramientas Operativas para un Plan Estratégico Regional. ISBN N° 950-774-100-3 Mendoza, junio de 2005

las capacidades existentes en el sistreg en cada lapso de tiempo. Deben armonizarse disponibilidad de recursos, capacidades con el plan de realización de obras. Es clara la particularidad de cada sistema regional en este aspecto.

- Período de gracia.
- Incorporación progresiva de la gestión estatal.
- La incorporación de actividades productivas al plan tras la demostración del aporte a los objetivos sistémicos.
- Umbral (final del período de gracia) donde comienza el pago de la deuda sin riesgos de afectar los objetivos sistémicos del plan. Debe resolverse aquí el siguiente problema: ¿Cuál es el porcentaje de gastos del estado que pueden ser cubiertos por los recursos del proyecto sin que se comprometa su sustentabilidad? Este umbral debe fijarse en valores cercanos al estado de la economía antes de la apertura comercial con actividad productiva de sinergia tan alta como para un grado de autosustentabilidad que permita el crecimiento sostenido.
- Participación de organizaciones por período prefijado y para finalidad preestablecida.
- Abierto a la participación extranjera que acepte desarrollar mas de la mitad del valor agregado a su producto en nuestro país.
- Cuando la sinergia interior del sistema integrado por las actividades del proyecto cubra una extensión suficiente de las actividades económicas del sistema regional (sistreg), el mecanismo de recuperación de inversiones se habría convertido en legislación vigente y se extendería a todas las actividades económicas del sistreg. Esto representaría la construcción de un sistema económico que evoluciona desde una semilla hasta cubrir la mayoría de sus actividades, bajo la conducción sistémica sustentable.



Observación: La consideración de la naturaleza de las actividades que se requieren para desarrollar las capacidades para las etapas mas avanzadas del plan fija condiciones sobre la secuenciación de obras y complejidades respectivas. El papel orientador del estado es insustituible en este aspecto. Sumado este a la identificación de los objetivos últimos del plan, crece en importancia el rol del estado. La concreción de su rol orientador se manifiesta en la política de fomento sobre las actividades del plan, diferenciadora de las restantes actividades productivas o comerciales cualesquiera. Esta responsabilidad se materializa la característica 6 del listado anterior.

### CONCLUSIONES:

El recurso natural está ubicado donde la naturaleza dispuso. Las capacidades tecnológicas se han desarrollado donde las habilidades humanas lograron. Sin embargo, las capacidades tecnológicas requieren del recurso natural para la instalación de los equipos producidos por aquellas capacidades. Si la cesión de la utilización del recurso natural no genera una dependencia excesiva, puede establecerse un intercambio de servicios o retribución acorde con un orden preestablecido. En caso contrario, el propietario del recurso debe participar en el desarrollo de capacidades tecnológicas, empresariales y de recursos humanos y financieros, que posibiliten mejores resultados económicos y sociales, comenzando por los emprendimientos pequeños.

Con un amplio concepto de eficiencia, podemos considerar que un sistema mundial con países muy desarrollados coexistiendo con otros muy subdesarrollados, es menos eficiente que un sistema con menores desniveles. Los costos adicionales que genera la ineficiencia a que hacemos referencia, se pagan con la falta de salud, educación y, en general, con una baja calidad de vida. Esta última, claro está, es soportada mayormente por los países subdesarrollados, aunque también afectan a algunos sectores de la sociedad en países desarrollados. Este indicador es justamente una evidencia de ineficiencia causada no solamente por los desaciertos de la gestión de dirigentes en los países subdesarrollados, sino que también la causan los que dirigen países desarrollados, y muy probablemente su participación sea la mas significativa!. No debemos olvidar que el sistema mundial es cerrado y las acciones excesivas deben ser absorbidas por el mismo, con efectos seguramente nocivos para alguna de sus partes.

Se debe apelar a formas de cooperación técnica y fuentes de financiamiento local e internacional de proyectos con innovaciones tecnológicas. Esta es la vía de participación local en el proceso de transformación que debe operarse en países como el nuestro, en el que convivan las fuerzas activadoras de los mecanismos tecnológicos que posibiliten las realizaciones

comerciales, políticas y sociales que interesen a la región y sean un aporte a los objetivos nacionales y latinoamericanos.

Lejos de estar concluido, el desarrollo tecnológico asociado a los micro y miniemprendimientos hidroeléctricos, representa un área con grandes posibilidades de innovación, consecuencia de la muchísimo más amplia variedad de características del recurso natural, condiciones de operación y requerimientos del consumo a que están sometidos, en comparación con lo que ocurre en grandes emprendimientos.

Los proyectos comentados en el apartado 4, dan muestra de lo enunciado arriba.

Adicionalmente, si se tiene en consideración que las dificultades tecnológicas y económicas son proporcionales a la envergadura de los emprendimientos resulta evidente el singular papel que juegan los pequeños para los países en vías de desarrollo. Son la puerta de entrada al mundo del desarrollo tecnológico y de la formación de recursos humanos, como de ocupación de mano de obra calificada y no calificada. Son obvias las implicancias sociales y tecnológicas de tal accionar.

## **SECCIÓN V ANÁLISIS ECONÓMICO**

- Breve Resumen sobre Legislación Relativa a Minicentrales en Mendoza y Otras Jurisdicciones (Nacionales y Extranjeras)
- Aspectos Ambientales y otras Externalidades Vinculadas a Inversión y Operación de Minicentrales
- Desarrollo Local
- Análisis Costo Beneficio
- Recomendaciones de Política Económica

### **BREVE RESUMEN SOBRE LEGISLACIÓN RELATIVA A MINICENTRALES EN MENDOZA Y OTRAS JURISDICCIONES NACIONALES Y EXTRANJERAS**

#### **LEGISLACIÓN PROVINCIAL**

La Ley 6497 se refiere al Marco Regulatorio Eléctrico de la Provincia de Mendoza y la Ley 7543, del año 2006 es modificatoria de la primera. En lo que se refiere particularmente a lo legislado sobre el aprovechamiento de fuentes hidroeléctricas no ha sufrido modificaciones.

Artículo 15 señala que el ejercicio de actividades relacionadas con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica, será otorgado por el Poder Legislativo mediante concesión o por el Poder Ejecutivo mediante concesión, autorización administrativa o permiso en los siguientes casos:

a) Se requiere concesión por ley:

- Cuando se trate del aprovechamiento de fuentes de energía hidroeléctrica de los ríos, canales y demás cursos de agua pública cuya potencia exceda de veinte mil (20.000) kilovatios (Kw);
- Para el ejercicio de actividades destinadas al transporte y distribución del servicio público de energía eléctrica;

b) Se requiere concesión o autorización administrativa otorgada por el Poder Ejecutivo:

- Cuando la potencia total de la fuente hidroeléctrica sea menor o igual a veinte mil (20.000) kilovatios (Kw);
- Cuando la generación provenga del establecimiento de centrales térmicas o de otras fuentes de energía no convencional;

- Cuando se trate del uso industrial no consuntivo del agua pública superficial para refrigeración o producción de vapor en la actividad de generación eléctrica.

c) El Poder Ejecutivo podrá otorgar permisos para el uso de aguas públicas y sus cauces cuando la potencia de la fuente hidroeléctrica sea menor a mil (1.000) Kilovatios (Kw). Los permisos podrán ser por tiempo indeterminado y estarán exentos del pago de la regalía hidroeléctrica.

Por su parte, el Artículo 16 dispone que cuando las concesiones, autorizaciones administrativas o permisos se refieran al uso del agua pública, se requerirá informe previo del Departamento General de Irrigación, organismo que ejerce la función de policía de las aguas.

El Artículo 17 establece que en relación con el otorgamiento de las concesiones, autorizaciones administrativas previstas en la presente ley, la reglamentación deberá asegurar los principios de publicidad y libre concurrencia de los interesados en obtenerlas.

El Artículo 18 estipula que las concesiones, autorizaciones administrativas y permisos otorgadas por la presente ley, deberán registrarse en el EPRE y también, cuando corresponda, en el Departamento General de Irrigación.

El Artículo 19 determina que el contrato de concesión para el aprovechamiento o explotación de las fuentes provinciales de energía de jurisdicción provincial, deberá contener condiciones referidas a:

- El objeto y el plazo de la concesión, el que no podrá exceder los cincuenta (50) años;
- Las normas reglamentarias del uso del agua, régimen de prioridades y, en particular, las que interesen a la protección contra inundaciones, a la salubridad pública, al abastecimiento de la población, a la irrigación, a la protección del ambiente y al desarrollo del turismo y la recreación;
- Las normas aplicables en materia de seguridad de presas;
- Las potencias y características del aprovechamiento y la potencia máxima de la instalación;
- Las condiciones bajo las cuales al término de la concesión revertirán al Estado Provincial los bienes e instalaciones afectados al emprendimiento;
- el pago de la regalía por el uso de las aguas públicas para generación eléctrica, será del doce por ciento (12%) sobre la venta de la energía, calculada según la metodología de la Resolución 8/94 de la Secretaría de Energía de la Nación. En las concesiones de nuevos emprendimientos de generación hidroeléctrica o en aquellos en que sea

necesaria la reconversión de las instalaciones existentes, el Poder Ejecutivo podrá acordar períodos de exención para el pago de la regalía. El pago de la presente regalía no deberá superponerse con el que se reconozca por la legislación nacional. En caso que el porcentual del artículo 43 de la ley nacional N°15.336 y la ley nacional N° 23.164, fuere modificado, regirá íntegramente la regalía hidroeléctrica del 12% establecida en este artículo;

- El pago del canon del Departamento General de Irrigación del dos y medio por ciento (2,5%) por generación hidroeléctrica, producción de vapor y/o enfriamiento de usinas termoeléctricas con uso de aguas de cauces públicos. El canon se calculará sobre el importe que se tome como base en el inciso anterior. El producido de este canon será afectado por el Departamento General de Irrigación a la realización de estudios y obras de riego y drenaje en el sistema hídrico que origine el recurso, previa coordinación expresa con la Autoridad de Aplicación; y
- sobre las reglas básicas y la normativa ambiental que resulte de aplicación.

Por otra parte, en su Capítulo XIV, sobre Aprovechamientos de Pequeña y Mediana Potencia, entre los artículos 76 y 79 establece que la Autoridad de Aplicación convocará a todos los interesados a que presenten solicitudes para obtener la concesión para la explotación de emprendimientos hidroeléctricos de hasta veinte mil (20.000) kilovatios (Kw) de potencia total, poniendo a disposición los estudios que titularice la Provincia. Además las solicitudes se inscribirán en un registro especial, por su orden de presentación y en relación con una fuente de energía determinada.

La persona que haya presentado la primera solicitud para utilizar un salto, se denominará iniciador y tendrá la preferencia que acuerda esta ley. Presentada e inscripta una solicitud de concesión, la Autoridad de Aplicación deberá convocar públicamente a todos los interesados en aprovechar el mismo salto, a fin de que presenten sus propuestas. El solicitante iniciador podrá igualar las condiciones de la propuesta más conveniente, en cuyo caso se le otorgará la concesión.

La reglamentación establecerá los criterios de conveniencia, entre los cuales figurarán la eficiencia del proyecto, el adelanto en el pago de la regalía hidroeléctrica como así también que el proponente haya contribuido al pago de las obras hídricas que se utilizarán. Y por último, el Artículo 79 estipula que las concesiones otorgadas bajo el presente régimen promocional serán otorgadas en las siguientes condiciones según la reglamentación:

- Plazo de vigencia: veinte (20) años, prorrogable por otro período igual;
- Regalías hidroeléctricas: gozarán de un período de exención de hasta quince (15) años.
- Plazo de ejecución: los trabajos de ejecución deberán comenzar dentro de los seis (6) meses de otorgada la concesión y finalizar en el plazo convenido, salvo fuerza mayor, bajo pena de caducidad;
- Finalizada la concesión por vencimiento del plazo, el titular será equiparado al solicitante iniciador en el trámite de la nueva concesión.

**La Ley N° 7822** dispone la adhesión provincial a la Ley Nacional n° 26190 que se desarrollará en el próximo punto. Sus rasgos distintivos son los siguientes:

El art. 2º, a diferencia del mismo artículo de la ley nacional, establece como objetivo alcanzar una contribución de las fuentes de energía renovables del 15% al consumo de energía eléctrica de la Provincia para los próximos 15 años a partir de la sanción de la presente ley; es decir, para enero del año 2023.

El art. 9º fija los beneficios de carácter provincial que consisten en la exención del Impuesto a los Sellos y al Impuesto a los Ingresos Brutos y prioridad para recibir apoyo del Fondo de la Transformación.

Por el art. 10º se establece que toda actividad de generación eléctrica a partir de energía renovables gozará de estabilidad fiscal por el término de 15 años contados a partir de la promulgación de esta ley. La estabilidad fiscal significa que los beneficiarios del presente régimen no podrán ver afectada en más la carga tributaria total base para la ejecución del proyecto, ratificada por declaración jurada ante la autoridad de aplicación, como consecuencia de aumentos en las alícuotas de los impuestos, tasas y contribuciones, o de otras cargas impositivas, cualquiera fuera su denominación, en los ámbitos nacional y provinciales que adhieran a la presente ley. Lo dispuesto en el presente artículo será también aplicable a los regímenes cambiario, arancelario y de los reintegros, retenciones y/o devolución de tributos.

El art. 12º obliga a dar especial prioridad a todos aquellos emprendimientos que favorezcan cualitativa y cuantitativamente la creación de mano de obra mendocina y que propongan una integración, con bienes de capital de origen nacional, no inferior al treinta por ciento de la inversión.

## **LEGISLACIÓN NACIONAL**

La Ley 26190 se refiere al Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a

la Producción de Energía Eléctrica. Establece como objetivo alcanzar una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional en el plazo de 10 años., entendiéndose por energías renovables las fuentes no fósiles como la energía eólica, solar, geotérmica e hidráulica, entre otras.

En el art. 4º establece un límite de 30 MW para los proyectos de centrales hidráulicas.

El art. 7º instituye un Régimen de Inversiones por un período de 10 años que consiste en la aplicación del tratamiento dispensado por la Ley nº 25924 relativo a la adquisición de bienes de capital y/o la realización de obras que se correspondan con los objetivos del régimen de la Ley 26190. Un segundo beneficio se refiere a que los bienes afectados por las actividades promovidas no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta.

Por otra parte, por el art. 12º se declara a este Régimen complementario del establecido por la Ley nº 25019 de Régimen Nacional para la energía eólica y solar, de modo que parte del Fondo Fiduciario de Energías Renovables se destinará a remunerar en hasta 0,015 \$/kwh la energía efectivamente generada por sistemas hidroeléctricos a instalarse de hasta 30 MW de potencia y que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos. Los equipos a instalarse gozarán de esta remuneración por un período de 15 años a contarse a partir de la solicitud de inicio del período de beneficio.

Como ya se señaló, la adquisición de bienes de capital y/o la realización de obras bajo el régimen de la Ley 26190 tendrán el mismo tratamiento que el establecido por la Ley nº 25924 de Promoción de Inversiones en Bienes de Capital y Obras de Infraestructura. Como lo indica el art. 1º, se trata de un régimen transitorio para el tratamiento fiscal de las inversiones en bienes de capital nuevos que revistan la calidad de bienes muebles amortizables en el impuesto a las ganancias, destinados a la actividad industrial, así como también para obras de infraestructura.

El art. 3º establece que se podrá obtener la devolución anticipada del impuesto al valor agregado correspondiente a los bienes u obras de infraestructura incluidos en el proyecto de inversión propuesto, o alternativamente, practicar en el impuesto a las ganancias la amortización acelerada de los mismos.

El art. 4º se refiere al caso de la devolución anticipada del impuesto al valor agregado. Establece que el impuesto al valor agregado que por la compra, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de capital o la realización de

obras de infraestructura a que hace referencia el artículo 1º de la presente ley les hubiera sido facturado a los responsables del gravamen, luego de transcurridos como mínimo tres períodos fiscales contados a partir de aquél en el que se hayan realizado las respectivas inversiones, les será acreditado contra otros impuestos a cargo de la Administración Federal de Ingresos Públicos o, en su defecto, les será devuelto, en ambos casos en el plazo estipulado en el acto de aprobación del proyecto y en las condiciones y con las garantías que al respecto establezca la reglamentación. Dicha acreditación o devolución procederá en la medida en que el importe de las mismas no haya debido ser absorbido por los respectivos débitos fiscales originados por el desarrollo de la actividad.

El art. 5º, por su parte trata el caso de la amortización acelerada en el marco del impuesto a las ganancias. Propone dos alternativas para su tratamiento: lo dispuesto por el art. 84 de la ley de impuesto a las ganancias, texto ordenado en 1997 y sus modificaciones, que consiste en el procedimiento normal de cálculo de la amortización, por lo que no ofrece ventaja adicional alguna; o conforme a un régimen de amortización que, por estar sujeto a tiempos que están vinculados a la fecha de entrada de vigencia de esta ley de promoción, ya no es aplicable. Por lo tanto, la consecuencia práctica de este artículo es que definitivamente el mecanismo de amortización acelerada no resulta aplicable.

## LEGISLACIÓN EN JURISDICCIONES EXTRANJERAS

### Chile

Respecto del tema bajo análisis, en Chile está en análisis la alternativa de potenciar las Energías Renovables No Convencionales (ERNC).

Entre las fuentes generadoras de ERNC están las centrales minihidráulicas, las que juegan un papel crucial ya que requieren de una tecnología que ya está incorporada en Chile, hay abundantes lugares con potencial de hidrogeneración y existe un mercado de los derechos de aguas relativamente maduro.

Las Energías Renovables No Convencionales, en general, son una buena alternativa para rentabilizar al sector rural. Es por ello que la Comisión Nacional de Riego (CNR) en conjunto con la Comisión Nacional de Energía (CNE), comenzaron a coordinar sus esfuerzos hacia esa dirección. La iniciativa comenzó a principios de julio de 2006, cuando se firmó un convenio entre ambos organismos con el fin de asociar centrales minihidráulicas a proyectos de riego, de modo de potenciar la generación de electricidad de esas fuente y beneficiar al sector rural, en particular a las organizaciones de regantes. Hasta el 31 de diciembre del 2005, Chile tenía una capacidad instalada de generación energética de 12.000 MW. De ese porcentaje,



menos de 5% correspondía a las Energías Renovables No Convencionales. La meta del gobierno es abastecer el 15% de la demanda adicional de energía eléctrica del país al año 2010, a través de fuentes de ERNC.

- De acuerdo a su capacidad, las centrales hidroeléctricas pueden clasificarse de la siguiente forma:
- Grandes centrales: Poseen una potencia superior a los 150 MW
- Centrales medianas: Poseen una potencia superior a 40 MW, e inferior a los 150 MW
- Minicentrales: Poseen una potencia inferior a 40 MW y superior a 2 MW
- Microcentrales: Tienen una potencia inferior a 2 MW

La Ley Corta I permite a pequeños proyectos de generación eléctrica conectarse a las redes de distribución y optar a mecanismos operacionales y comerciales más simples que los que tienen los generadores tradicionales. Junto a ello, establece la excepción de pago de peaje de transmisión troncal a proyectos que no exceden una potencia de 20MW y cuya fuente de energía sea no convencional. Por su parte, la Ley Corta II establece un tratamiento preferencial a dichos medios de generación exentos del pago del peaje señalado, como reservar un 5% de la licitación del suministro de las distribuidoras para generadores de ERNC.

A esto se suma el concurso de ERNC de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) junto a la Comisión Nacional de Energía (CNE), para financiar parte de los estudios de nuevas propuestas en esta materia.

## **Perú**

En dicho país, se consideran Pequeñas Centrales Hidroeléctricas aquellas cuya potencia es de hasta 5.000 kW de potencia. En lo pertinente a la legislación aplicable, deben cumplir con los artículos N° 18, 22, 55, 58 y 64 de la ley General de Electricidad N° 23.406 y los artículos N° 96, 97 y 136 de su Reglamento, el Código Nacional de Electricidad y demás normas vigentes.

## **España**

En España existe un Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010, que tiene por objetivo mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo de energía en 2010.

El importe total de la inversión del Plan en el periodo 2005-2010 es de 23.598.641 miles de euros. Con respecto a la financiación del citado plan, el mayor peso corresponde a la financiación ajena (el 77,1% del costo total, lo que supone la cifra de 18.197,974 millones de euros); el 20% corresponde a los promotores, lo que significa una cifra de 4.719,728 millones de euros, y la ayuda pública supone el 2,9% lo que representa

680,939 millones de euros. La intervención financiera pública total incluye tres categorías diferenciadas:

- Ayudas públicas a la inversión: ayudas convencionales a fondo perdido y las destinadas a mejorar las condiciones de la financiación de las inversiones, que a lo largo del periodo ascienden a 680,939 millones de euros.
- Incentivos fiscales a la explotación para biocarburantes: exenciones del Impuesto sobre Hidrocarburos en el precio de venta, que a lo largo del Plan suponen un total de 2.855 millones de euros, que se reparten entre el bioetanol y el biodiesel.
- Primas a la generación de electricidad con fuentes renovables: el importe total durante el periodo 2005-2010 se eleva para las instalaciones puestas en marcha en estos años a 4.956 millones de euros.

El Plan propone que una parte de la financiación sea financiada de forma voluntaria por las Comunidades Autónomas en unas proporciones decrecientes a lo largo del período, que van desde el 19% en el año 2005 hasta el 4% en el 2009 y 2010. Con esta finalidad se establecen convenios de colaboración con las Comunidades Autónomas.

El Real Decreto N° 436/2004 establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Este decreto pretende que en el año 2010 un tercio de la demanda eléctrica esté cubierta por tecnologías de alta eficiencia energética y por energías renovables, sin incrementar el costo de producción del sistema eléctrico.

A tal fin el Real Decreto mantiene los derechos de los productores en régimen especial de poder transferir al sistema su producción o excedentes siempre que técnicamente sea posible su absorción por la red así como percibir la retribución económica por la misma.

Incluye entre las centrales con derecho al régimen especial a las que tengan modificaciones sustanciales de instalaciones preexistentes, entendiéndose por tales las que requieran inversiones que superen el 50% de la inversión total de la planta, valorada con criterio de reposición.

Dentro de las energías renovables incluye las centrales hidroeléctricas que clasifica en dos grupos:

- Grupo b.4 de potencia no superior a 10 MW
- Grupo b.5 de potencia superior a 10 MW y no superior a 50 MW.

Las centrales del grupo b.4 podrán elegir entre vender su energía a la empresa distribuidora de energía eléctrica al 90% de la tarifa media los 25 primeros años desde su puesta en

marcha y al 80% a partir de entonces, en todos los períodos de programación o vender al mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador del mercado, con una prima del 40% y un incentivo del 10%, sobre el precio horario de mercado.

Las del grupo b.5 de más de 10 MW y no más de 25 MW tienen condiciones similares, salvo que la tarifa del 90% se mantiene sólo en 15 años.

En las centrales de más de 25 MW y no más de 50 MW tienen, la tarifa es desde el primer momento del 80% y la prima del 30%. A partir del año 2006, cada cuatro años y cuando el grupo b.4 alcance los 2.400 MW de potencia instalada se procede a la revisión de la cuantía de las tarifas, incentivos y primas. El límite de 2.400 MW es pues un objetivo energético para las minicentrales, muy alejado de los 13.000 MW previstos para los parques eólicos.

En el Real Decreto se fija una tarifa media para el año 2004 de 0,072072 €/kWh. Con un precio medio del pool de 0,03 €/kWh los importes de venta de la energía son los reflejados en la tabla 1.

**Tabla 1**

	Años	Tarifa	Pool + Prima + Incentivo
		Euro/Kwh	Euro/Kwh
Potencia 10 Mw	1 a 25	0,06486	0,06604
	> 25	0,05766	0,06604
Potencia entre 10 y 25 Mw	1 a 15	0,06486	0,06604
	> 15	0,05766	0,06604
Potencia entre 25 y 50 Mw		0,05766	0,05883

El régimen económico establecido en el Real Decreto 436/2004, debido al comportamiento que han experimentado los precios del mercado, en el que en los últimos tiempos han tomado más relevancia ciertas variables no consideradas en el citado régimen retributivo del régimen especial, hizo necesario la modificación del esquema retributivo, desligándolo de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia, utilizada hasta el momento. El Real Decreto 661/2007 sustituye al Real Decreto 436/2004, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y da una nueva regulación a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, manteniendo la estructura básica de su regulación.

Desde el punto de vista de la retribución, la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se caracteriza por la posibilidad de que su régimen retributivo se complemente mediante la percepción de una prima en los

términos que reglamentariamente se establezcan, para cuya determinación pueden tenerse en cuenta factores como el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución a la mejora del medio ambiente, el ahorro de energía primaria, la eficiencia energética y los costos de inversión en que se haya incurrido.

El Capítulo IV del citado decreto establece el régimen económico. Así, el artículo 24º fija los mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial. En ese sentido, para vender, total o parcialmente, la producción neta de energía eléctrica, los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación el real decreto deberán elegir una de las opciones siguientes:

- Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatio hora.
- Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatio hora.

En ambos casos, el titular de la instalación deberá observar la normativa y reglamentación específica del mercado eléctrico.

El titular de una instalación de régimen especial podrá además, vender parte de su energía a través de una línea directa, sin que a esta energía le sea de aplicación el régimen económico regulado en el real decreto. Los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación el real decreto podrán elegir, por períodos no inferiores a un año, la opción de venta de su energía que más les convenga, lo que comunicarán a la empresa distribuidora y a la Dirección General de Política Energética y Minas, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha del cambio de opción. Dicha fecha será el primer día del primer mes en que el cambio de opción vaya a ser efectivo y deberá quedar referida explícitamente en la comunicación.

La Dirección General de Política Energética y Minas tomará nota de la opción elegida, y de los cambios que se produzcan en la inscripción del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y la comunicará a la Comisión Nacional de Energía y, en su caso, a los operadores del sistema y del mercado, a los efectos de liquidación de las energías.

En lo que respecta a la tarifa regulada, la misma consiste en una cantidad fija, única para todos los períodos de

programación, y que se determina en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como de su potencia instalada y, en su caso, antigüedad desde la fecha de puesta en servicio.

El artículo 26º, establece la discriminación horaria. En ese sentido, las instalaciones de la categoría a) y los grupos b.4, b.5 y otros, que hayan elegido la opción a) del artículo 24º, podrán acogerse, con carácter voluntario, al régimen de discriminación horaria de dos periodos siguiente:

Invierno		Verano	
Punta 11-21 h	Valle 21-24 h	Punta 0-11 h 12-22h	Valle 22-24 h y 0-12 h

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha de cambio oficial de hora.

La tarifa regulada a percibir en este caso, se calculará como el producto de la tarifa que le corresponda por su grupo, subgrupo, antigüedad y rango de potencia, multiplicada por 1,0462 para el periodo punta y 0,9670 para el periodo valle.

El titular de una instalación que desee acogerse a dicho régimen podrá hacerlo por periodos no inferiores a un año lo que comunicará a la empresa distribuidora y a la Dirección General de política Energética y Minas, con una antelación mínima de un mes, referido a la fecha del cambio de opción. Dicha fecha será el primer día del primer mes en que el cambio de opción vaya a ser efectivo y deberá quedar referida explícitamente en la comunicación.

El acogimiento al régimen de discriminación horaria regulado en el presente artículo, podrá realizarse, conjuntamente con la elección de venta regulada del real decreto. En caso de no realizarse de forma conjunta, el titular de la instalación no podrá cambiar a la opción de venta del artículo 24.b), en tanto en cuanto no haya permanecido acogido al citado régimen de discriminación horaria durante al menos un año.

La prima a que se refiere el artículo 24. consiste en una cantidad adicional al precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación.

Para ciertos tipos de instalaciones pertenecientes a la categoría b), se establece una prima variable, en función del precio del mercado de referencia. Para éstas, se establece una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia. Para el caso de venta de energía a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, así como para los

contratos de adquisición entre los titulares de las instalaciones y los comercializadores cuya energía es vendida en el sistema de ofertas, el precio del mercado de referencia será el precio horario del mercado diario. Para el resto de posibilidades contempladas en la opción b) del artículo 24, el precio del mercado de referencia será el precio que resulte de acuerdo a la aplicación del sistema de subastas regulado en la Orden ITC/400/2007, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular.

La prima a percibir en cada hora, se calcula de la siguiente forma:

- Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia comprendidos entre el límite superior e inferior establecidos para un determinado grupo y subgrupo, el valor a percibir será la prima de referencia para ese grupo o subgrupo, en esa hora.
- Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia inferior o igual al límite inferior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite inferior y el precio horario del mercado diario en esa hora.
- Para valores del precio del mercado de referencia comprendidos entre el límite superior menos la prima de referencia y el límite superior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite superior y el precio del mercado de referencia en esa hora.
- Para valores del precio del mercado de referencia superiores o iguales al límite superior, el valor de la prima a percibir será cero en esa hora.

La prima o, cuando corresponda, prima de referencia, así como los límites superior e inferior se determinan en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como de su potencia instalada y, en su caso, antigüedad desde la fecha de puesta en servicio.

Las instalaciones del régimen especial, a las que les sea exigible el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente y aquellas cogeneraciones con potencia instalada mayor de 50 MW y menor o igual de 100 MW, que acrediten en cualquier caso un rendimiento eléctrico equivalente superior al mínimo por tipo de tecnología y combustible, percibirán un complemento por eficiencia, aplicable únicamente sobre la energía cedida al sistema a través de la red de transporte o distribución, basado en un ahorro de energía primaria incremental cuya cuantía será determinada de la siguiente forma:

$$\text{Complemento por Eficiencia} = 1,1 \times (1/\text{REEmínimo} - 1/\text{REEi}) \times \text{Cmp}$$

REEmínimo: Rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido.  
REEi: Rendimiento eléctrico equivalente acreditado por la instalación, en el año considerado.

Cmp: costo unitario de la materia prima del gas natural (en c€/kWhPCS) publicado periódicamente por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por medio de la orden en la que se establecen, entre otros, las tarifas de venta de gas natural y gases manufacturados por canalización para suministros a presión igual o inferior a 4 bar.

Este complemento por mayor eficiencia será retribuido a la instalación independientemente de la opción de venta elegida. Toda instalación acogida al régimen especial, en virtud de la aplicación de este real decreto, independientemente de la opción de venta elegida, recibirá un complemento por energía reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Este complemento se fija como un porcentaje, en función del factor de potencia con el que se entregue la energía del valor de 7,8441 c€/kWh, que será revisado anualmente.

Aquellas instalaciones del régimen especial cuya potencia instalada sea igual o superior a 10 MW podrán recibir instrucciones del mismo para la modificación temporal del valor mantenido. En caso de cumplimiento de estas instrucciones del operador del sistema, se aplicará la máxima bonificación contemplada para el periodo en que se encuentre y en caso de incumplimiento de las mismas, se aplicará la máxima penalización contemplada para dicho periodo. El operador del sistema podrá incorporar en dichas instrucciones las propuestas recibidas de los gestores de la red de distribución, y podrá delegar en éstos la transmisión de instrucciones a los generadores conectados a sus redes.

Sin perjuicio de lo anterior, las instalaciones que opten por vender su energía en el mercado y cumplan los requisitos para ser proveedor del servicio de control de tensiones de la red de transporte, podrán renunciar al complemento por energía reactiva, y podrán participar voluntariamente en el procedimiento de operación de control de tensión vigente, aplicando sus mecanismos de retribución.

Las tarifas y primas correspondientes a las instalaciones de la categoría b) será la contemplada en la tabla siguiente. Se contempla, para algunos subgrupos, una retribución diferente para los primeros años desde su puesta en servicio.

Los importes de tarifas, primas, complementos y límites inferior y superior del precio horario del mercado definido en el real decreto, para la categoría b), se actualizarán anualmente tomando como referencia el incremento del IPC.

Para el periodo 2005-2010 los objetivos a alcanzar son:

- Minihidráulica (menor a 10 MW) 450 MW
- Hidráulica (entre 10 y 50 MW) 360 MW

Según dicho decreto podrán acogerse al régimen especial establecido las instalaciones de producción de energía eléctrica contempladas en el artículo 27.1 de la Ley 54/1997.

El Decreto real 1217/81 para el fomento de la producción hidroeléctrica de pequeñas centrales, considera como minicentral a aquellas cuya potencia es menor a 10.000 kw.

Conforme a la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico se realizó y aprobó el Plan de Energías Renovables 2005-2010, que fija como objetivo que el 12% de la energía primaria – 30,3% de generación eléctrica con renovables y 5,83% de biocarburantes en transporte - sea de origen renovable en el año 2010.

En el área de la energía hidroeléctrica se establece un incremento de potencia de 450 MW para centrales menores de 10 MW y de 360 MW para centrales entre 10 y 50 MW de potencia instalada.

En el año 2004 la energía obtenida en España a través de centrales de potencia inferior a 10 MW sufrió un incremento con la puesta en marcha de 45,1 MW nuevos. Pero a pesar de que esta energía crece cada año, lo hace a un ritmo inferior al necesario para poder alcanzar los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010.

La Unión Europea tiene como objetivo prioritario la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables. Esto se debe a razones de seguridad y diversificación del suministro de energía, de protección del medio ambiente y de cohesión económica y social.

El marco legislativo de las Energías Renovables en la Unión Europea está basado en el "Libro Blanco para una Estrategia Común y un Plan de Acción para las Energías Renovables",

<b>Plazo</b>	<b>Tarifa Regulada</b> (c€/kWh)	<b>Prima de Referencia</b> (c€/kWh)	<b>Límite Sup</b> (c€/kWh)	<b>Límite Inf</b> (c€/kWh)
Primeros 25 años	7,8000	2,5044	8,5200	6,5200
A partir de entonces	7,0200	1,3444	8,5200	6,5200

desarrollado en 1997 por parte de la Comisión de las Comunidades Europeas. El objetivo fijado en el Libro Blanco establece el incremento en 4.500 MW de potencia instalada en Europa en minicentrales hidroeléctricas en el horizonte 2010, lo que significará incrementar la producción anual desde los 37 TWh actuales a los 55 TWh.

El objetivo general fijado por la Unión Europea marca la aportación de fuentes de energías renovables en un porcentaje del 12% de la energía primaria demandada en la UE en el año 2010.

En particular se establece como objetivo para la energía hidroeléctrica alcanzar los 105.000 MW en ese año, distribuidos de la siguiente manera:

- Grandes centrales (mayores de 10 MW): 91.000 MW (incluidas las de bombeo).
- Pequeñas centrales (menores de 10 MW): 14.000 MW.

La UE establece también Sistemas de Apoyo para la promoción de la electricidad renovable, como son “certificados verdes”, ayudas a la inversión, devoluciones de impuestos y sistemas de apoyo directo a los precios.

## FRANCIA

En lo que respecta a minicentrales, se encuentran:

a. La pequeña central hidráulica. Se tratan de centrales cuya potencia se incluye entre 0,1 y 10 MW. La reciente evaluación del ADEME (Agencia de Medio Ambiente y Control de la Energía) confirmada, retenía un potencial total de cerca de 1000 MW correspondiendo a una producción de 4 TWh al año.

El GPAE (Agrupación de los productores autónomos de electricidad) realizó un censo del potencial hidroeléctrico, para las pequeñas instalaciones, sobre la base de distintos documentos de prospectiva. El inventario fue completado por algunos estudios realizados por las regiones y el ADEME, en Condado Franco y Lemousin.

Eso conduce a una posibilidad de desarrollo de 3 a 4 TWh (750 MW) a medio plazo, coherente con el orden de magnitud otorgado por el estudio ADEME.

b. La muy pequeña central hidráulica. Sobre los 100.000 molinos que existían al Siglo XIX los estudios ponen de manifiesto que 30.000 pueden equiparse, sin cambiar la configuración del río, a condición de poner a punto los materiales para explotar esta energía a costos razonables.

Proyecciones técnicas sobre el material de producción están en curso a partir de turbinas adaptadas “a las bajas caídas”

especialmente concebidas para instalarse sobre las obras existentes sin grandes trabajos de ingeniería civil. El potencial de las centrales entre 10 kW y 100 kW, sería de 1 TWh. La adaptación de estas pequeñas caídas, por los beneficios que generarían, tendría también la ventaja de lograr nuevas financiaciones que permiten el mantenimiento de los cursos de agua correspondientes, el cual actualmente a menudo se descuida. Se trata en este caso de la ilustración que se pueden reconciliar el interés energético y el interés ecológico.

Un potencial de alrededor 7 TWh/años definido para 2015. En el marco de las reflexiones sobre la programación plurianual de las inversiones, se condujo un análisis por parte de adaptaciones hidroeléctricas realizable para 2015. Los resultados se presentan en el cuadro siguiente.

- Nuevos proyectos de potencia incluida entre 20 y 50 MW. El potencial definido es de 1,9 TWh para 2015. Eso representa 16 instalaciones de sobreequipamiento de cerca de 30 MW para un funcionamiento medio de 4.000 h al año.
- La pequeña hidroelectricidad (inferior a 4,5 MW). El potencial definido es de 1,7 TWh de nuevos proyectos con centrales de 1 MW por término medio.
- La minihidráulica. El potencial definido es de 1 TWh. Este potencial debe modularse en función de las dificultades medioambientales.

La hidroelectricidad es regulada por la ley del 16 de octubre de 1919 que dispone que la fuerza motriz del agua es propiedad del Estado. En este marco, los proyectos de centrales hidroeléctricas se presentan a las condiciones de la ley del 16 de octubre de 1919 relativa a la utilización de la energía hidráulica. El artículo 1º de la ley dispone que “no se puede disponer de la energía de las mareas, los lagos y curso de agua sin una concesión o una autorización”. Otros textos vinieron a completar y poner al día la ley de 1919, en particular, la ley sobre los ahorros de energía de 1980, la ley sobre el agua de 1992, y la ley de programa del 13 de julio de 2005 fijando las orientaciones de la política energética.

Según la citada Ley, existen tres regímenes de títulos jurídicos de autorización/concesión con pliego de condiciones considerando la potencia de la instalación y su fecha de creación:

- la concesión para las caídas de potencia máxima bruta (PMB) superior o igual a 4,5 MW. Es concedida por decreto en Consejo de Estado, sobre informe de Ministro encargado de la industria, para las instalaciones cuyo PMB es superior a 100 MW o, por decreto prefectoral si el PMB se incluye entre 4,5 y 100 MW. Un pliego de condiciones, anexo a la concesión, precisa las principales

características (cuota de retención, altura de caída, producción derivada, producción reservada, potencia, etc) y disposiciones de explotación de la caída. Los bienes de la concesión, es decir, la instalación de producción de hidroelectricidad con sus máquinas, son entregadas al Estado en final de concesión. La concesión es un contrato entre el Estado que concede y el concesionario que recibe. El procedimientos de instrucción son definidos por el decreto n° 94-894 del 13 de octubre de 1994 modificado en relación a la concesión y a la declaración de utilidad pública de las obras que utilizan la energía hidráulica. La ley sobre el agua de 1992 introdujo el concepto de "Reglamento de agua": éste es tomado por el Prefecto y lo es anexado a la concesión. Permite precisar las modalidades de explotación de las obras;

- la autorización para las caídas de PMB inferior a 4,5 MW es concedida por el prefecto. La instrucción es conducida por el servicio encargado de la policía del agua: DDAF34, DDE35 o servicio de la navegación. Un Reglamento de agua define las modalidades de explotación de la caída. Las obras son la propiedad privada con permiso que debe asegurarse el control de propiedad de la tierra de los terrenos. Los procedimientos son definidos por el decreto n° 93-742 del 29 de marzo de 1993 relativos a los procedimientos de autorización y declaración previstos en virtud del artículo 10 de la ley sobre el agua n° 92-3 del 3 de enero de 1992, modificado por el decreto n° 95-1204 del 6 de noviembre de 1995 relativos a la autorización de las obras que utilizan la energía hidráulica;
- las instalaciones fundadas en título (a menudo asociadas a antiguos molinos) 36 y las caídas menores de 150 kW. Las instalaciones hidroeléctricas que disponen de un derecho fundado en título y las autorizadas antes de la publicación de la ley del 16 de octubre de 1919 cuya potencia máxima bruta es inferior a 150 kW, pueden explotarse de acuerdo con su título de origen, sin modificación o limitación de duración otros que aquéllas aportadas a petición de su explotador o del Estado para responder a las obligaciones definidas por el código de medio ambiente.

La ley sobre los ahorros de energía de 1980 (artículo 25) y la ley pesca de 1984 modificaron el artículo 2 de la ley de 1919. Sobre algunos cursos de agua y secciones de curso de agua, cuya lista se fija por decreto en Consejo de Estado, ninguna autorización o nueva concesión puede darse para la instalación de obras hidroeléctricas. Son los "ríos reservados". Eso implica, tal como se indica al capítulo anterior, una pérdida importante de potencial de producción.

La Directiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo y el Consejo, del 23 de octubre de 2000, establece un marco para una política comunitaria en el ámbito del agua, fija objetivos ambiciosos

de buen estado o buen potencial de las aguas en 2015. La primera etapa del planteamiento consiste en una clasificación de las distintas "masas de agua existentes", en masas de agua naturales, masas de agua muy modificadas y masas de agua artificiales.

La ley del 13 de julio de 2005 fija las orientaciones la política energética y prevé a este respecto las siguientes disposiciones para la hidroelectricidad:

- la inscripción en el Código del medio ambiente de la valorización del agua para el desarrollo de la producción de electricidad de origen renovable y la contribución de su potencia flexible a la seguridad del sistema eléctrico (adición en el artículo L211-1 del código del medio ambiente);
- la realización de un balance energético antes de la toma de los actos administrativos relativos a la gestión del recurso hidráulico. Eso debe permitir tener en cuenta de manera más equilibrada la contribución del agua a las energías renovables y a la conservación de los medios acuáticos;
- una evaluación del potencial hidráulico por zona geográfica por el Ministro encargado de la industria. Cada protagonista de la política del agua y de la política de la energía dispondrá así de los datos de referencia sobre esta energía renovable;
- la consideración de la evaluación del potencial hidroeléctrico por el SDAGE39 y los SAGE40. Estos documentos de gestión de las aguas podrán tener en cuenta la contribución de la energía del agua al desarrollo de las energías renovables y a la lucha contra el efecto invernadero;
- la posibilidad de aumentar un 20%, con relación al valor existente, la potencia instalada de las centrales actuales;
- la aplicación de un procedimiento simplificado para la entrega de la autorización de las producciones reservadas. Esta simplificación se aplica también para la explotación de la energía hidráulica de las obras construidas inicialmente a los solos efectos de reglamento hidráulico.

El desarrollo de la hidroelectricidad se inscribe en un marco legislativo y reglamentario que intenta instaurar un nuevo equilibrio entre intereses energéticos y medioambientales.

## ANÁLISIS COSTO BENEFICIO

### INTRODUCCION

Es importante señalar que el estudio tiene Nivel de Inventario, el título del mismo así lo refleja, por lo cual el nivel del presente Análisis Costo Beneficio también debe ser considerado al mismo nivel. Se hace notar que no hay consideración alguna sobre política pública necesaria para el desarrollo de estos proyectos que si se encuentran en otras regiones donde este tipo de proyecto de generación eléctrica de mediano y pequeño modulo se han desarrollado adecuadamente.

Tampoco se han realizado exenciones o quitas de alcuotas de impuestos o tasas para beneficiar este Proyecto por lo cual nos encontramos con lo que podemos definir como "el Techo" en este Análisis de Costo Beneficio a partir del cual se deben considerar optimizaciones tanto de los niveles de los Proyectos de cada Salto Hidraulico como de sus respectivos presupuestos y eventuales políticas gubernamentales nacionales o provinciales para un desarrollo de proyectos de Minigeneracion Hidroelectrica como se desarrollan o se han desarrollado en otras Regiones del Mundo

### GENERALIDADES

El análisis costo beneficio permite evaluar la conveniencia económica de los dos proyectos que presenta este estudio. Estos se corresponden con el Proyecto de Minicentral Cacique Guaymallén y el Proyecto de Minicentral Canal San Martín. Todos los proyectos se plantean interconectados a la red publica de Distribucion de Energia Electrica de la zona del proyecto.

Para su evaluación se toman en consideración un Caso Base y dos Alternativas: las diferencias se refieren sólo al precio que se considera relevante a los efectos de estimar los ingresos, manteniendo los costos y los impuestos constantes en todos los casos. Los resultados no se presentan positivos que no se considera necesario realizar análisis de sensibilidad para estimar el impacto de variaciones en variables tales como el nivel de inversiones, costos de operación y mantenimiento, o la tasa de descuento utilizada.

El Caso Base se estima con el precio medio monómico de mercado que actualmente rige en el Mercado Eléctrico Mayorista según las disposiciones de la Secretaría de Energía, derivadas de la Ley Nacional n° 25561 de Emergencia Pública que, en lo que a este estudio se refiere, ordenó la pesificación y congelamiento de precios y tarifas; como así también, en normas complementarias ulteriores, se modificaron los mecanismos de formación de precios y su traslado a usuarios finales. Se ubica en un valor de 157 \$/Mwh

La Alternativa 1, por su parte, considera el precio que debería regir si se aplicaran las reglas de mercado que inicialmente se establecieron de acuerdo a la ley nacional n° 24065 de Marco Regulatorio Eléctrico. De acuerdo a la misma los precios resultan del orden de los 365 \$/Mwh

La Alternativa 2 y 3: Las evaluaciones son cercanas y se realiza suponiendo que se concesionará la explotación de cada uno de estos proyectos. La concesión consiste en que es por un tiempo determinado, generalmente de largo plazo, lo que da certeza y estabilidad al concesionario. Para estos casos los valores son según la licitación de Enarsa en la adjudicación del Programa GENREN que adjudico un valor promedio de 641 \$/Mwh y la alternativa siguiente considera un precio de energía equivalente a hacer rentable la inversión con una TIR del 10 % que representaría valores de \$/Mwh entre 707 y 1061 respectivos para cada proyecto según el canal en el cual se ubica

Cada evaluacion económica dispone los valores obtenidos según los siguientes considerandos:

Ingresos por ventas de energía al Mercado Mayorista:

- Según precio Promedio Spot MEM
- Según precio Ley 26190
- Egresos por inversiones, gastos e impuestos:
- Inversiones con el 1 % de seguro durante la construccion
- Costos Operación y Mantenimiento 2%
- Regalías DGI 2,50%
- Regalías Ley N° 6497 12%
- Tasa ENRE 0,80%
- Tasa EPRE 1,50%
- Costos antes de Impuesto a las Ganancias
- Impuesto a las Ganancias 35%

En Anexo 1 se presentan alguna de las salidas en planilla de las respectivas alternativas según los proyectos sobre ambos canales estudiados.

### CONCLUSIONES GENERALES DEL ESTUDIO

El objetivo principal del presente informe era de evaluar la capacidad de pequeña generación hidroeléctrica en el ámbito de una parte del oasis norte de la Provincia de Mendoza, y dicho objetivo ha sido alcanzado en sus fases de relevamiento de posibles saltos y sus respectivos caudales, el ámbito legal en el cual pueden inscribirse y una evaluación económica discreta.

Un aspecto necesario a desarrollar en etapa mas avanzada de proyecto son las condiciones de operación de los canales de riego en condiciones de riegos extendidos, lo que se corresponde con disponibilidad de agua "siempre" para turbinar, esto es factible, tal como se indica en el punto CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE RIEGO (Pag. 35) y no en un

esquema alternado como el actual de turnado de cuatro días con agua y cuatro días sin agua por ej. Esto deberá ser gestionado oportunamente, con la intervención del Departamento General de Irrigación.

Resulta un tema pendiente que también puede ser abordado en etapa avanzada de proyecto la evaluación técnica de factibilidad eléctrica de tipo de generador, es decir las posibilidades de generar energía eléctrica con esquemas no tradicionales como es por ejemplo el uso de generadores asincrónicos, por ej.

Del objetivo de este Proyecto se derivan un conjunto de conclusiones que ponen en perspectiva el problema y señalan un conjunto de caminos a seguir a fin de una posible implementación de implementar los aprovechamientos relevados.

Por ello, para facilitar el análisis hemos considerado que no existen limitaciones técnicas importantes para proyectos de generación eléctrica en ambos cauces, de acuerdo al análisis de las secciones II y V, algunas limitaciones corresponden a los ámbitos legal, económico y financiero. Particularmente el financiero por cuanto los costos de las obras, según la sección II, indican valores elevados y teniendo en cuenta las conclusiones de la sección V se define que a los precios actuales de la energía (incluso a costo marginal) los costos financieros conforman un "Techo" a partir del cual los mismos proyectos en etapa avanzados deberán optimizar los flujos de fondos para asegurar la rentabilidad del o de los mismos.

## **ESQUEMAS DE APROVECHAMIENTOS.**

### **CANAL SAN MARTÍN**

- En base a los datos obtenidos en la SECCIÓN I, denominada DETALLE DE SALTOS Y TRAMOS A EVALUAR se observa para el CANAL SAN MARTÍN que no existen saltos físicos importantes, por tratarse de un canal de gran pendiente.
- En el mismo se evaluó la posibilidad de instalar pequeñas centrales hidroeléctricas, determinándose como factibles un total de 16. Los tramos seleccionados del Canal San Martín, se ubican dentro de los 24,5 km iniciales de este canal, aguas abajo de la Ciudad de Luján de Cuyo. Cabe agregar que se estima una potencia instalada de 47.5 [MW] lo que representa una energía anual de 180 [GWh] aproximadamente.
- En los 16 tramos citados existe un grado de factibilidad de realización con dificultades dado las ocupaciones de las áreas colindantes con el canal actual de viñedos de alto valor y las dificultades de realizar las obras en esquemas tradicionales por lo cual en etapa avanzada del proyecto deberán evaluarse alternativas adecuadas de construcciones en conjunto con los proyectos mismos y el

equipamiento asociado.

- Sin embargo y teniendo en cuenta las velocidades del cauce, resulta posible otras definiciones de esquemas de aprovechamientos hidroeléctricos como por ejemplo un aprovechamiento del tipo hidrocinetico.

### **CANAL CACIQUE GUAYMALLÉN**

- Existe una disponibilidad de 24 saltos a lo largo de sus 22 km iniciales contados desde el denominado Gran Comparto en Luján, se estima disponer de una potencia instalada del orden de los 17.5 [MW] lo que implica una energía anual de 62 [GWh] aproximadamente.
- A lo largo del desarrollo de los proyectos citados existe un grado de factibilidad de realización con dificultades dado las ocupaciones de las áreas colindantes y las dificultades de realizar las obras en esquemas tradicionales por lo cual en etapa avanzada del proyecto deberán evaluarse alternativas adecuadas de construcciones en conjunto con los proyectos mismos y el equipamiento asociado.
- Dado que en este cauce existen los saltos señalados en la descripción de la SECCIÓN I, es factible aprovecharlos también con un esquema de salto neto, es decir: toma/ generación/ restitución sin conducciones cerradas.

## **MARCO LEGAL**

Las consideraciones legales de la SECCIÓN III, son válidas para todos los cauces de la Provincia, es decir canales, arroyos y ríos, por ello sus conclusiones son extensivas a todo el informe. Del mismo podemos resumir:

- Es necesario respaldar legalmente un esquema político administrativo de toma de DECISIONES a fin de encarar ACCIONES concretas en el campo energético. A esta conclusión se llega al determinar que la legislación vigente se intrinca con el manejo del agua superficial administrada desde el DGI
- El régimen hoy vigente resulta entramado y confuso, por ello se propicia su modificación.
- El Departamento General de Irrigación podrá otorgar permisos de uso de agua para la instalación de mini centrales hidroeléctricas, en virtud de su competencia de origen constitucional. El procedimiento reglamentario dictado por la Superintendencia (Res. 1098/88 Superintendencia) debería ser actualizado.
- En dicha reforma deberá incluirse la intervención del Ministerio de Infraestructura y Vivienda en el trámite y reglarse el llamado a convocatoria previsto en la Ley 6497, sin perjuicio de otras incorporaciones o modificaciones que corresponda atender.
- Finalmente la autorización que compete emitir al Departamento General de Irrigación es independiente de la concesión de servicio público y/o habilitación que pudiera



reglamentar el Poder Ejecutivo provincial.

## DESARROLLO REGIONAL

La problemática de la participación de los países en vías de desarrollo para la solución de los problemas energéticos involucra diversos aspectos a considerar, entre ellos: la ubicación de los recursos naturales y humanos, la demanda de energía y recursos económicos y la adecuada ponderación del papel de los actores intervinientes en las transferencias de tecnología y recursos económicos asociados a estos casos. La comparación realizada entre micro y mini emprendimientos hidroeléctricos frente a los grandes, teniendo en cuenta consideraciones ecológicas, tecnológicas, económicas, sociales y político estratégicas, complica las variables del sistema y solo permiten alcanzar conclusiones generales.

- Se deben plantear estrategias de corto y mediano plazo a fin de alcanzar objetivos locales, regionales y nacionales, bajo la siempre presente influencia de las economías mundiales, por cuanto se evidencian responsabilidades compartidas por todos los actores del sistema mundial.
- Las conclusiones quedan sujetas a condicionantes técnicas, económicas y legales dependientes del grado de participación concreta, de los actores locales, en el diseño, construcción y explotación de pequeños emprendimientos energéticos.
- Es necesaria una clara y concreta definición de objetivos regionales y globales que permitan orientar los esfuerzos locales e integración de capacidades individuales en lo tecnológico, social, económico y ecológico, para su logro con los menores costos posibles.
- Es ineludible la determinación y/o creación de entidades locales e internacionales responsables de la coordinación de los esfuerzos colectivos, según la escala de los problemas.
- Es indispensable crear y/o adaptar la legislación local e internacional que facilite y garantice el logro de los objetivos enunciados y regule la actividad con los condicionantes establecidos de común acuerdo con todos los sectores afectados.
- Se deberán promocionar formas de cooperación y coparticipación en la formación de recursos humanos, desarrollo tecnológico, gestión, realización de obras y explotación de las mismas.

## ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis realizado en la SECCIÓN V ANÁLISIS ECONÓMICO permite evaluar la conveniencia económica de los proyectos planteados para ambos canales, en base al costo beneficio de ambos estudios. Debido a las complejidades ya expuestas

en las conclusiones de la SECCIÓN I, se determinan por tanto conclusiones disímiles.

En ambos proyectos, para su evaluación se tomaron en consideración un Caso Base y dos Alternativas: las diferencias se refieren sólo al precio del Kwh que se considera relevante a los efectos de estimar los ingresos, manteniendo los costos y los impuestos constantes en todos los casos en análisis sin optimizaciones.

Precio energía Base = Precio Promedio Monómico Spot	Precio Energía Alternativa 1 = Aplicación de Precios según Costos Marginales	Precio Energía Alternativa 2 = Estimación de Precios según Lic. GENREN	Precio Energía Alternativa 3 = Estimación de Precios que hacen rentable el Proyecto
PRECIO \$/Mwh	PRECIO \$/Mwh	PRECIO \$/Mwh	PRECIO \$/Mwh
\$157	\$365	\$641	\$707
\$157	\$365	\$641	\$1.061

No fue necesario un análisis de sensibilidad para estimar el impacto de variables tales como el nivel de inversiones, costos de operación y mantenimiento, o la tasa de descuento utilizada dado los primeros valores del Analisis de Costo Beneficio.

El Caso Base se estimó con el precio medio monómico de mercado que actualmente rige en el Mercado Eléctrico Mayorista, la Alternativa 1 considera el precio que debería regir si se aplicaran las reglas de mercado que inicialmente se establecieron de acuerdo a la ley nacional n° 24065 de Marco Regulatorio Eléctrico. La Alternativa 2 considera la concesión de la explotación de cada uno de estos proyectos.

La ventaja de la concesión consiste en que es por un lapso determinado, generalmente largo plazo, lo que da certeza y estabilidad al concesionario; a diferencia del permiso que se distingue por ser revocable por la autoridad que lo brinda. Según Res. N° 477/00 del HTA del Departamento General de Irrigación.

- El análisis de la relación costo beneficio no resulta positivo a ninguno de ambos proyectos tipo evaluados.
- Igualmente en ambos casos y debido al poco salto disponible los equipos resultan de gran diámetro por lo cual las obras civiles de infraestructura, proporcionales a los tamaños de los equipos implican costos importantes.

## INTERRELACIONES EN PROYECTOS SOBRE CANALES DE RIEGO

Las obras planteadas y sus costos correspondientes, se combinan a su vez con un esquema de potencias instaladas disponibles de baja cuantía, para ambos cauces, estas a su vez, aplicadas a un esquema de turnados de riego determinan bajos factores de utilización, el cual en base a las estimaciones realizadas de energía y potencias instalables arrojan un valor de este factor del orden de fU medio = 0.425, y por ende a una mediana productividad. Implicando esta situación que

un elevado costo inicial debe ser amortizado o recuperado en base a una productividad pequeña, llevando los plazos de recuperación más allá de las posibilidades razonables de vida útil de estos equipos. Se pueden evaluar en ambos cauces obras de bajo volumen de obra civil, particularmente que no impliquen tendidos importantes de tuberías es decir reducir los saltos y tramitar la modificación de los cuadros de turnados de riego a los efectos de obtener un fU medio de mayor cuantía del orden de 0.6 a 0.65.

Además se puede considerar la posibilidad de utilizar para estos aprovechamientos los precios obtenidos en las Licitaciones recientemente realizadas por el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, quien instruyó oportunamente a ENARSA para suscribir CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO AL MEM PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA por un total de 1.015 MW de potencia, esos precios son mas altos e interesantes a la realidad del mercado eléctrico de Nuevas Fuentes que dan inicio con subsidios o exenciones que apalancan los proyectos en particular para los primeros años lo que los transforma en positivos. El acta resumen se incluye en el presente trabajo como Anexo 2.

Finalmente y aunque aun no se encuentra operativo el Fondo Fiduciario previsto, son de aplicación en este caso las consideraciones de la ley 26190 con respecto al estímulo a aplicar tanto a los precios por kwh, como a la aplicación del impuesto a las ganancias en los tres primeros ejercicios, se incluye el texto de dicha ley en el Anexo 3.





12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
10,366,148	10,366,148	10,366,148	10,366,148	10,366,148	10,366,148	10,366,148	10,366,148	10,366,148	10,366,148	10,366,148	10,366,148	10,366,148	10,366,148	10,366,148	10,366,148	10,366,148	10,366,148	10,366,148
989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262
11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410
5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966
259,154	259,154	259,154	259,154	259,154	259,154	259,154	259,154	259,154	259,154	259,154	259,154	259,154	259,154	259,154	259,154	259,154	259,154	259,154
1,243,938	1,243,938	1,243,938	1,243,938	1,243,938	1,243,938	1,243,938	1,243,938	1,243,938	1,243,938	1,243,938	1,243,938	1,243,938	1,243,938	1,243,938	1,243,938	1,243,938	1,243,938	1,243,938
82,929	82,929	82,929	82,929	82,929	82,929	82,929	82,929	82,929	82,929	82,929	82,929	82,929	82,929	82,929	82,929	82,929	82,929	82,929
155,492	155,492	155,492	155,492	155,492	155,492	155,492	155,492	155,492	155,492	155,492	155,492	155,492	155,492	155,492	155,492	155,492	155,492	155,492
7,456,479	7,456,479	7,456,479	7,456,479	7,456,479	7,456,479	7,456,479	7,456,479	7,456,479	7,456,479	7,456,479	7,456,479	7,456,479	7,456,479	7,456,479	7,456,479	7,456,479	7,456,479	7,456,479
3,959,531	3,959,531	3,959,531	3,959,531	3,959,531	3,959,531	3,959,531	3,959,531	3,959,531	3,959,531	3,959,531	3,959,531	3,959,531	3,959,531	3,959,531	3,959,531	3,959,531	3,959,531	3,959,531
11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410	11,355,410
5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966
9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944
-3,854,500	-3,854,500	-3,854,500	-3,854,500	-3,854,500	-3,854,500	-3,854,500	-3,854,500	-3,854,500	-3,854,500	-3,854,500	-3,854,500	-3,854,500	-3,854,500	-3,854,500	-3,854,500	-3,854,500	-3,854,500	-3,854,500

## CSM Caso Alt 1

### Evaluación Económica Minicentrales - Canal San Martín

#### Alternativa 1: Aplicación de Precios según Costos Marginales

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ingresos por Ventas - Precio Promedio CMlg			24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557
Precio (\$/MWh)	365										
Ingresos por Ventas - Ley 26190 art. 12			989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262
Precio (\$/MWh)	15										
MWh	65,951										
Ingresos Totales			25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820
Inversiones	285,748,315	95,249,438	95,249,438	95,249,438							
Costos Operación y Mant	0		5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966
Regalías DGI	0		601,389	601,389	601,389	601,389	601,389	601,389	601,389	601,389	601,389
Regalías Ley N° 6497	0		2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957
Tasa ENRE	0		192,444	192,444	192,444	192,444	192,444	192,444	192,444	192,444	192,444
Tasa EPRE	0		360,833	360,833	360,833	360,833	360,833	360,833	360,833	360,833	360,833
Costos antes de Impuesto a las Ganancias			9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300
Impuesto a las Ganancias	0		3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718
Costos después de Impuesto a las Ganancias			13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016
Flujo de Fondos	-95,249,438	-95,249,438	-95,249,438	-95,249,438	11,856,801	11,856,801	11,856,801	11,856,801	11,856,801	11,856,801	11,856,801
VAN	-170,151,271										
Tasa de Descuento	0										
TIR	0										

#### Cálculo Impuesto a las Ganancias

Ingresos	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820
Costos Operativos	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966
Depreciación	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944
Base Imponible	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909

12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557	24,055,557
989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262
25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820
5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966
2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957	2,896,957
192,444	192,444	192,444	192,444	192,444	192,444	192,444	192,444	192,444	192,444	192,444	192,444	192,444	192,444	192,444	192,444	192,444	192,444	192,444
360,833	360,833	360,833	360,833	360,833	360,833	360,833	360,833	360,833	360,833	360,833	360,833	360,833	360,833	360,833	360,833	360,833	360,833	360,833
9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300	9,756,300
3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718	3,431,718
13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016	13,188,016
11,856,801	11,856,801	11,856,801	11,856,801	11,856,801	11,856,801	11,856,801	11,856,801	11,856,801	11,856,801	11,856,801	11,856,801	11,856,801	11,856,801	11,856,801	11,856,801	11,856,801	11,856,801	11,856,801
25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820	25,044,820
5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966	5,714,966
9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944	9,524,944
9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909	9,804,909

## CSM Caso Alt 2

### Evaluación Económica Minicentrales - Canal San Martín

#### Alternativa 2: Estimación de Precios que Hace Rentable Proyecto

Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ingresos por Ventas - Precio de Mercado Estimado			69,952,531	69,952,531	69,952,531	69,952,531	69,952,531	69,952,531	69,952,531	69,952,531	69,952,531
Precio (\$/MWh)	1,061										
Ingresos por Ventas - Ley 26190 art. 12			989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262	989,262
Precio (\$/MWh)	15										
MWh	65,951				</						

## ANEXO 2

### PRECIOS LICITACIONES GENREN

#### **Adjudicación de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica a Partir de Fuentes Renovables.**

El Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, instruyó oportunamente a ENARSA a que suscriba CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA por un total de 1.015 MW de potencia. Dicha potencia, solicitada a través de una licitación específica, se dividió en nueve renglones de acuerdo a las siguientes tecnologías: Eólica (500 MW), Térmica con Biocombustibles (150 MW), Residuos Sólidos Urbanos (120 MW), Biomasa (100 MW), Pequeños Aprovechamientos Hídricos (60 MW), Geotermia (30 MW), Solar Térmica (25 MW), Biogás (20 MW) y Solar Forovoltaica (10 MW).

Como resultado del proceso denominado GENREN, se han recibido ofertas por 1.436,5 MW, superándose en más del 40% la potencia solicitada. A su vez, se ha destacado el carácter distribuido de las Fuentes Renovables de Energía ya que se han presentado proyectos para las provincias de Buenos Aires, Catamarca, Chaco, Chubut, Corrientes, Entre Ríos, Jujuy, Mendoza, Neuquén, Río Negro, San Juan, Santa Cruz y Santa Fe.

En total, 22 empresas han participado siendo necesaria la evaluación de 51 proyectos, de los cuales 27 correspondieron a Energía Eólica (1.182 MW), 7 a Térmicas con Biocombustible (155,4 MW), 7 a Energía Solar Fotovoltaica (22,2 MW), 5 a Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (10,6 MW), 3 a Biomasa (52,3 MW) y 2 a Biogás (14 MW).

Luego del análisis de los aspectos técnicos, institucionales, ambientales y empresarios de la Comisión Evaluadora, se realizó un orden de conveniencia económica que ponderó, el porcentaje de componente local de las propuestas (certificado por ADIMRA), los precios ofertados y el tiempo de habilitación de las centrales. En este sentido, se ha determinado conveniente la adjudicación de un total de 895 MW de potencia distribuidos de acuerdo al siguiente detalle: "Eólica" 754 MW; "Térmica con Biocombustibles" 110,4 MW; "Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos" 10,6 MW; "Solar Fotovoltaica" 20 MW. Asimismo, se han relanzado procesos licitatorios para la provisión de energía eléctrica proveniente de los renglones correspondientes a Geotermia, Solar Térmica, Biogás y Residuos Sólidos Urbanos.

Sobre los precios oportunamente presentados en las ofertas se solicitó una mejora que arrojó valores de hasta el 20% de descuento en algunos casos. Como resultado de estos

descuentos, los precios por MWh de energía eléctrica entregados en el punto de conexión, son los siguientes: para los 17 proyectos de Energía Eólica seleccionados desde u\$s/MWh 121 a u\$s/MWh 134 (promedio ponderado del conjunto u\$s/MWh 126,9); para los 4 proyectos Térmicos con Biocombustibles seleccionados desde u\$s/MWh 258 a u\$s/MWh 297 (promedio ponderado del conjunto u\$s/MWh 287,6); para los 5 Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos seleccionados desde u\$s/MWh 150 a u\$s/MWh 180 (promedio ponderado del conjunto u\$s/MWh 162,4); para los 6 proyectos de Energía Solar Fotovoltaica seleccionados desde u\$s/MWh 547 a u\$s/MWh 598 (promedio ponderado del conjunto u\$s/MWh 571,6)

Cabe destacar que, con excepción de los contratos asignados a las Térmicas con Biocombustibles, los precios se mantienen fijos durante los 15 años de vigencia del Contrato.

## ANEXO 3

**LEY 26190 ENERGIA ELECTRICA Regimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. Objeto. Alcance. Ambito de aplicación. Autoridad de aplicación. Políticas. Régimen de inversiones. Beneficiarios. Beneficios. Sanciones. Fondo Fiduciario de Energías Renovables.**

Sancionada: Diciembre 6 de 2006.

Promulgada de Hecho: Diciembre 27 de 2006.

El Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina reunidos en Congreso, etc. sancionan con fuerza de Ley:

### REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA DESTINADA A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

**ARTICULO 1º** — Objeto - Declárase de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.

**ARTICULO 2º** — Alcance - Se establece como objetivo del presente régimen lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el OCHO POR CIENTO (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de DIEZ (10) años a partir de la puesta en vigencia del presente régimen.

**ARTICULO 3º** — Ambito de aplicación - La presente ley promueve la realización de nuevas inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes renovables de energía en todo el territorio nacional, entendiéndose por tales la construcción de las obras civiles, electromecánicas y de montaje, la fabricación y/o importación de componentes para su integración a equipos fabricados localmente y la explotación comercial.

**ARTICULO 4º** — Definiciones - A efectos de la presente norma se aplicarán las siguientes definiciones:

- a) Fuentes de Energía Renovables: son las fuentes de energía renovables no fósiles: energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, con excepción de los usos previstos en la Ley 26.093.
- b) El límite de potencia establecido por la presente ley para los proyectos de centrales hidroeléctricas, será de hasta TREINTA MEGAVATIOS (30 MW).

c) Energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables: es la electricidad generada por centrales que utilicen exclusivamente fuentes de energía renovables, así como la parte de energía generada a partir de dichas fuentes en centrales híbridas que también utilicen fuentes de energía convencionales.

d) Equipos para generación: son aquellos destinados a la transformación de la energía disponible en su forma primaria (eólica, hidráulica, solar, entre otras) a energía eléctrica.

**ARTICULO 5º** — Autoridad de Aplicación – La autoridad de aplicación de la presente ley será determinada por el Poder Ejecutivo nacional, conforme a las respectivas competencias dispuestas por la Ley 22.520 de Ministerios y sus normas reglamentarias y complementarias.

**ARTICULO 6º** — Políticas - El Poder Ejecutivo nacional, a través de la autoridad de aplicación, instrumentará entre otras, las siguientes políticas públicas destinadas a promover la inversión en el campo de las energías renovables:

- a) Elaborar, en coordinación con las jurisdicciones provinciales, un Programa Federal para el Desarrollo de las Energías Renovables el que tendrá en consideración todos los aspectos tecnológicos, productivos, económicos y financieros necesarios para la administración y el cumplimiento de las metas de participación futura en el mercado de dichos energéticos.
- b) Coordinar con las universidades e institutos de investigación el desarrollo de tecnologías aplicables al aprovechamiento de las fuentes de energía renovables, en el marco de lo dispuesto por la Ley 25.467 de Ciencia, Tecnología e Innovación.
- c) Identificar y canalizar apoyos con destino a la investigación aplicada, a la fabricación nacional de equipos, al fortalecimiento del mercado y aplicaciones a nivel masivo de las energías renovables.
- d) Celebrar acuerdos de cooperación internacional con organismos e institutos especializados en la investigación y desarrollo de tecnologías aplicadas al uso de las energías renovables.
- e) Definir acciones de difusión a fin de lograr un mayor nivel de aceptación en la sociedad sobre los beneficios de una mayor utilización de las energías renovables en la matriz energética nacional.
- f) Promover la capacitación y formación de recursos humanos en todos los campos de aplicación de las energías renovables.

**ARTICULO 7º** — Régimen de Inversiones - Institúyese, por un período de DIEZ (10) años, un Régimen de Inversiones para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables, que regirá con los alcances y limitaciones establecidas en la presente ley.

**ARTICULO 8º** — Beneficiarios - Serán beneficiarios del régimen instituido por el artículo 7º, las personas físicas y/o jurídicas que sean titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables, aprobados por la autoridad de aplicación y comprendidas dentro del alcance fijado en el artículo 2º, con radicación en el territorio nacional, cuya producción esté destinada al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o la prestación de servicios públicos.

**ARTICULO 9º** — Beneficios - Los beneficiarios mencionados en el artículo 8º que se dediquen a la realización de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía en los términos de la presente ley y que cumplan las condiciones establecidas en la misma, gozarán a partir de la aprobación del proyecto respectivo y durante la vigencia establecida en el artículo 7º, de los siguientes beneficios promocionales:

1.- En lo referente al Impuesto al Valor Agregado y al Impuesto a las Ganancias, será de aplicación el tratamiento dispensado por la Ley 25.924 y sus normas reglamentarias, a la adquisición de bienes de capital y/o la realización de obras que se correspondan con los objetivos del presente régimen.

2.- Los bienes afectados por las actividades promovidas por la presente ley, no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta establecido por la Ley 25.063, o el que en el futuro lo complemente, modifique o sustituya, hasta el tercer ejercicio cerrado, inclusive, con posterioridad a la fecha de puesta en marcha del proyecto respectivo.

**ARTICULO 10.** — Sanciones - El incumplimiento del emprendimiento dará lugar a la caída de los beneficios acordados por la presente y al reclamo de los tributos dejados de abonar, más sus intereses y actualizaciones.

**ARTICULO 11.** — No podrán acogerse al presente régimen quienes se hallen en alguna de las siguientes situaciones:

a) Declarados en estado de quiebra, respecto de los cuales no se haya dispuesto la continuidad de la explotación, conforme a lo establecido en las Leyes 19.551 y sus modificaciones, o 24.522, según corresponda.

b) Querellados o denunciados penalmente por la entonces Dirección General Impositiva, dependiente de la ex Secretaría de Hacienda del entonces Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, o la Administración Federal de Ingresos Públicos, entidad autárquica en el ámbito del Ministerio de Economía y Producción, con fundamento en las Leyes 23.771 y sus modificaciones o 24.769 y sus modificaciones, según corresponda, a cuyo respecto se haya formulado el correspondiente requerimiento fiscal de elevación a juicio con

anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley y se encuentren procesados.

c) Denunciados formalmente o querellados penalmente por delitos comunes que tengan conexión con el incumplimiento de sus obligaciones tributarias o la de terceros, a cuyo respecto se haya formulado el correspondiente requerimiento fiscal de elevación a juicio con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley y se encuentren procesados.

d) Las personas jurídicas, —incluidas las cooperativas — en las que, según corresponda, sus socios, administradores, directores, síndicos, miembros de consejos de vigilancia, o quienes ocupen cargos equivalentes en las mismas, hayan sido denunciados formalmente o querellados penalmente por delitos comunes que tengan conexión con el incumplimiento de sus obligaciones tributarias o la de terceros, a cuyo respecto se haya formulado el correspondiente requerimiento fiscal de elevación a juicio con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley y se encuentren procesados.

El acaecimiento de cualquiera de las circunstancias mencionadas en los incisos precedentes, producido con posterioridad al acogimiento al presente régimen, será causa de caducidad total del tratamiento acordado en el mismo.

Los sujetos que resulten beneficiarios del presente régimen deberán previamente renunciar a la promoción de cualquier procedimiento judicial o administrativo con relación a las disposiciones del decreto 1043 de fecha 30 de abril de 2003 o para reclamar con fines impositivos la aplicación de procedimientos de actualización cuya utilización se encuentra vedada conforme a lo dispuesto por la Ley 23.928 y sus modificaciones y el artículo 39 de la Ley 24.073 y sus modificaciones. Aquellos que a la fecha de entrada en vigencia de la presente ley ya hubieran promovido tales procesos, deberán desistir de las acciones y derechos invocados en los mismos. En ese caso, el pago de las costas y gastos causídicos se impondrán en el orden causado, renunciando el fisco, al cobro de las respectivas multas.

**ARTICULO 12.** — Se dará especial prioridad, en el marco del presente régimen, a todos aquellos emprendimientos que favorezcan, cualitativa y cuantitativamente, la creación de empleo y a los que se integren en su totalidad con bienes de capital de origen nacional. La autoridad de aplicación podrá autorizar la integración con bienes de capital de origen extranjero, cuando se acredite fehacientemente, que no existe oferta tecnológica competitiva a nivel local.

**ARTICULO 13.** — Complementariedad - El presente régimen es complementario del establecido por la Ley 25.019 y sus normas reglamentarias, siendo extensivos a todas las demás fuentes definidas en la presente ley los beneficios previstos en los artículos 4º y 5º de dicha ley, con las limitaciones indicadas en el artículo 5º de la Ley 25.019.



**ARTICULO 14.** — Fondo Fiduciario de Energías Renovables  
Sustitúyese el artículo 5º de la Ley 25.019, el que quedará redactado de la siguiente forma:

Artículo 5º: La Secretaría de Energía de la Nación en virtud de lo dispuesto en el artículo 70 de la Ley 24.065 incrementará el gravamen dentro de los márgenes fijados por el mismo hasta 0,3 \$/MWh, destinado a conformar el FONDO FIDUCIARIO DE ENERGIAS RENOVABLES, que será administrado y asignado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica y se destinará a:

I. Remunerar en hasta UNO COMA CINCO CENTAVOS POR KILOVATIO HORA (0,015 \$/kWh) efectivamente generados por sistemas eólicos instalados y a instalarse, que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

II. Remunerar en hasta CERO COMA NUEVE PESOS POR KILOVATIO HORA (0,9 \$/kWh) puesto a disposición del usuario con generadores fotovoltaicos solares instalados y a instalarse, que estén destinados a la prestación de servicios públicos.

III. Remunerar en hasta UNO COMA CINCO CENTAVOS POR KILOVATIO HORA (0,015 \$/kWh) efectivamente generados por sistemas de energía geotérmica, mareomotriz, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, a instalarse que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos. Están exceptuadas de la presente remuneración, las consideradas en la Ley 26.093.

IV. Remunerar en hasta UNO COMA CINCO CENTAVOS POR KILOVATIO HORA (0,015 \$/kWh) efectivamente generados, por sistemas hidroeléctricos a instalarse de hasta TREINTA MEGAVATIOS (30 MW) de potencia, que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

El valor del Fondo como la remuneración establecida, se adecuarán por el Coeficiente de Adecuación Trimestral (CAT) referido a los períodos estacionales y contenido en la Ley 25.957.

Los equipos a instalarse gozarán de esta remuneración por un período de QUINCE (15) años, a contarse a partir de la solicitud de inicio del período de beneficio.

Los equipos instalados correspondientes a generadores ólicos y generadores fotovoltaicos solares, gozarán de esta remuneración por un período de QUINCE (15) años a partir de la efectiva fecha de instalación.

**ARTICULO 15.** — Invitación - Invítase a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a adherir a la presente ley y a dictar, en sus respectivas jurisdicciones, su propia legislación destinada a promover la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

**ARTICULO 16.** — Plazo para la reglamentación – El Poder Ejecutivo nacional, dentro de los NOVENTA (90) días de promulgada la presente ley, deberá proceder a dictar su reglamentación y elaborará y pondrá en marcha el programa de desarrollo de las energías renovables, dentro de los SESENTA (60) días siguientes.

**ARTICULO 17.** — Comuníquese al Poder Ejecutivo.  
DADA EN LA SALA DE SESIONES DEL CONGRESO ARGENTINO, EN BUENOS AIRES, A LOS SEIS DIAS DEL MES DE DICIEMBRE DEL AÑO DOS MIL SEIS.

—REGISTRADA BAJO EL N° 26.190—

ALBERTO BALESTRINI. — JOSE J. B. PAMPURO. — Enrique Hidalgo. — Juan H. Estrada