



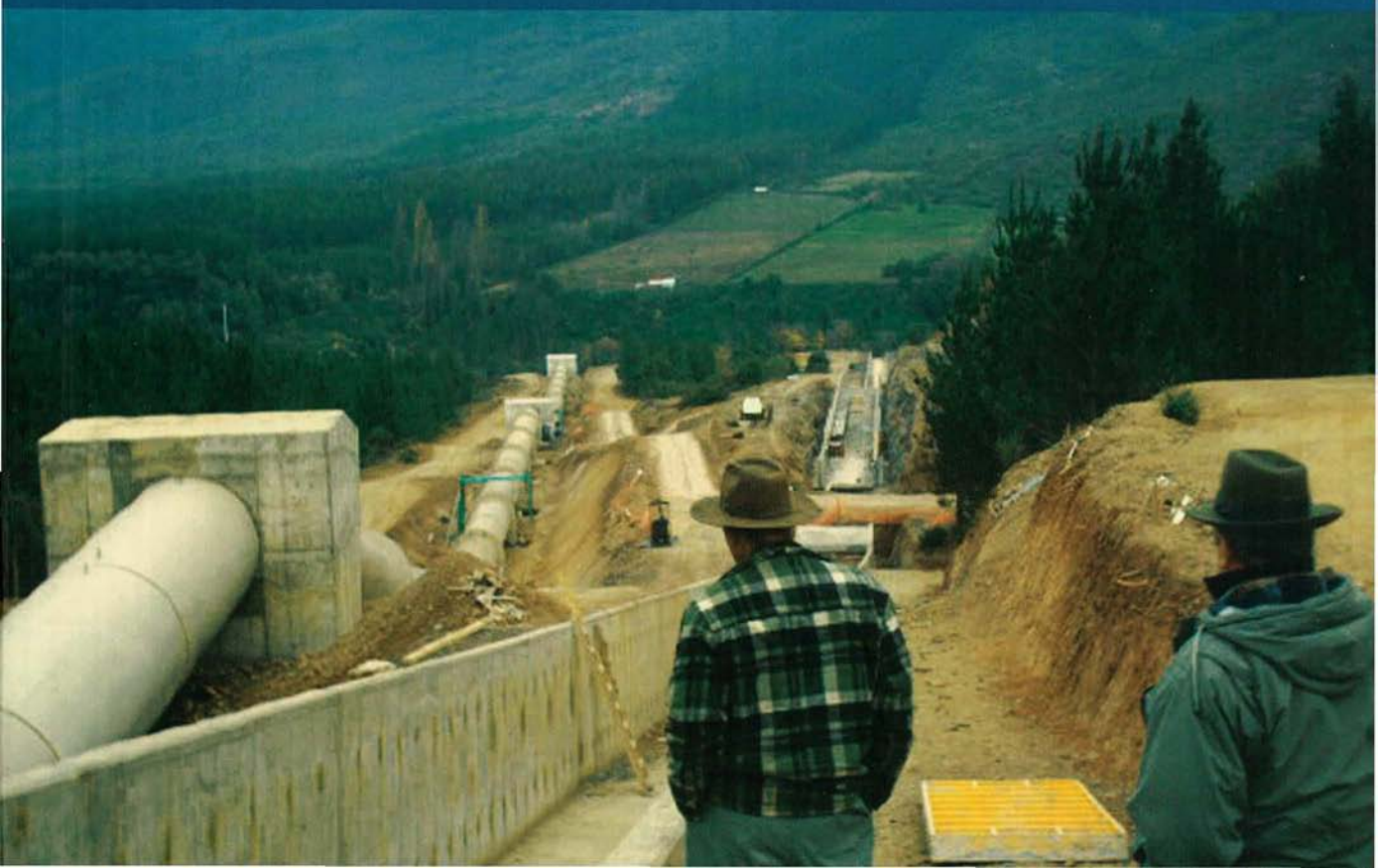
GOBIERNO DE CHILE
MINISTERIO DE AGRICULTURA
COMISION NACIONAL DE RIEGO



GOBIERNO DE CHILE
COMISION NACIONAL DE ENERGIA

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS ASOCIADAS A OBRAS DE RIEGO

MANUAL PARA ORGANIZACIONES DE USUARIOS DE AGUAS



CENTRALES HIDROELÉCTRICAS ASOCIADAS A OBRAS DE RIEGO

MANUAL PARA ORGANIZACIONES DE USUARIOS DE AGUA

El Gobierno de Chile se encuentra implementando acciones tendientes a la diversificación de nuestras fuentes de suministro, de sus proveedores y a generar las condiciones para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica que utilicen fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC), entre las que se encuentran parte importante de las centrales hidroeléctricas que se pueden asociar a obras de riego. El programa presidencial propone llevar el uso de fuentes ERNC a la meta de abastecer el 15% de la demanda nacional de energía eléctrica del país al año 2010.

Como punto de partida la CNR y la CNE realizaron, en el 2007, un catastro de las oportunidades que existen, en ocho regiones que concentran el 97% del riego en Chile, de desarrollar centrales mayores de 2 MW asociadas a obras de riego. Dicho catastro identificó oportunidades para desarrollar 290 centrales, cuya potencia estimada alcanzaría al menos los 860 MW.

El desarrollo de la gran mayoría de las 290 centrales identificadas en el catastro, puede ser posible a través de un esfuerzo conjunto de organizaciones de regantes y empresas hidroeléctricas que se asocien en un esfuerzo conjunto. Para ello es indispensable que tanto organizaciones como empresas conozcan mejor tanto las capacidades y limitaciones mutuas como algunos rasgos particulares que el negocio hidroeléctrico tiene para cada grupo. El propósito de estos manuales, es contribuir a dicho conocimiento y así apoyar el desarrollo de estas centrales.

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS ASOCIADAS A OBRAS DE RIEGO:

MANUAL PARA ORGANIZACIONES DE USUARIOS DE AGUA



CENTRALES HIDROELÉCTRICAS ASOCIADAS A OBRAS DE RIEGO: MANUAL PARA ORGANIZACIONES DE USUARIOS DE AGUA

Elaborada por:

Comisión Nacional de Riego
Alameda 1449 4º piso

Coordinación de los profesionales de la División de Estudios y Desarrollo

Velia Arriagada Ríos: Ingeniero Agrónomo,

Ramón Downey Alvarado: Ingeniero Agrónomo MA Economía

Marcial González Salas : Ingeniero Civil Hidráulico

Con la Colaboración de la Comisión Nacional de Energía, CNE,

en especial los profesionales del Área Medio Ambiente y Energías Renovables

Christian Santana: Ing. Civil Mecánico.

Ximena Ubilla: Ing. Civil Químico

Y los aportes de los siguientes consultores

Luis Alberto Vergara Guajardo : Abogado

Juan Phillips Dávila: Experto

Federico Reyes Mac Mahon: Ingeniero Agrónomo

Imágenes:

Contribución de Central Lircay de la Hidroeléctrica Hidromaule S.A.

que opera con aguas de la Asociación Canal del Maule por intermedio

del Sr. Wilibaldo Bravo Gerente General de la Asociación Canal Maule

Especial agradecimiento a

La Sra. Carolina Zegers por la recopilación y

Organización preliminar de este manual.

Diseño y diagramación:

Hernán Romero D.

Impresión y Encuadernación

Santiago Chile, Junio de 2008

INDICE

INTRODUCCION.....	5
1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS DEL MANUAL	9
2. EL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE.....	13
2.1 Sistemas eléctricos chilenos y capacidad instalada	13
2.2 Características generales del mercado eléctrico	14
2.3 Institucionalidad del sistema	15
2.4 Marco legal para energías renovables no convencionales	18
3. ORGANIZACIONES DE USUARIOS DE AGUAS Y EMPRESAS HIDROELÉCTRICAS	23
3.1 Las Organizaciones de usuarios de aguas	23
3.2 Fortalezas y debilidades de las Organizaciones de Usuarios de Aguas	24
3.3 Intereses de las Organizaciones de usuarios de aguas en el negocio eléctrico	25
3.4 Fortalezas y Debilidades de los Inversionistas y Operadores de Centrales	26
3.5 Los intereses de los Inversionistas y Operadores en Empresas Eléctricas	27
3.6 Negociaciones entre Organizaciones de Regantes y los Inversionistas y Operadores de Empresas Eléctricas	27
3.7 Coincidencias y Conflictos de Intereses	28
3.8 Alternativas de participación en la renta de una central de los dueños de los derechos de agua	30
4. TAMAÑOS Y TIPOS DE CENTRALES HIDROELECTRICAS, CARACTERÍSTICAS DE LOS CANALES PARA SU INSTALACIÓN Y COSTOS ESTIMADOS.....	35
4.1 Tamaño de centrales.....	33
4.2 Las Centrales de pasada y las asociadas a embalses de riego	36
4.3 Tipos de canales utilizables para pequeñas centrales hidroeléctricas..	39
4.4 Costos estimados de las centrales hidroeléctricas	40

5. DESARROLLO DE UNA CENTRAL.....	45
5.1 Estrategia general	45
5.2 Descripción de las etapas	46
5.3 Matriz de responsabilidades de los participantes en el proyecto	48
6. REQUISITOS LEGALES PARA LA CONSTRUCCION DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.....	53
7. BIBLIOGRAFIA.....	57

INTRODUCCIÓN

El Gobierno de Chile se encuentra implementando acciones tendientes a la diversificación de nuestras fuentes de suministro, de sus proveedores y a generar las condiciones para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica que utilicen fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC), entre las que se encuentran parte importante de las centrales hidroeléctricas que se pueden asociar a obras de riego. El programa presidencial propone llevar el uso de fuentes de ERNC a la meta de abastecer el 15% de la demanda adicional de energía eléctrica del país al año 2010.

Ello en atención a que el desarrollo de ese tipo de proyectos contribuye, por una parte, a los objetivos de seguridad de suministro y sustentabilidad ambiental definidos en la política energética del país. Por otra parte, ayuda a los agricultores a resolver los problemas de mejoramiento y rehabilitación de sus sistemas de riego, a financiar los costos de operación y mantención de dichos sistemas y a resolver sus problemas particulares de abastecimiento y costos, derivados de la energía eléctrica necesaria para sus faenas.

Con ese fin, la Comisión Nacional de Riego (CNR), conjuntamente con la Comisión Nacional de Energía (CNE), están implementando un programa para fomentar las inversiones en centrales hidroeléctricas asociadas a obras de riego. Dichas centrales, en diversos países desarrollados, se han constituido en una fuente principal de energías renovables no convencionales.

Como punto de partida la CNR y la CNE realizaron, en el 2007, un catastro de las oportunidades que existen, en ocho regiones que concentran el 97% del riego en Chile, de desarrollar centrales mayores de 2 MW asociadas a obras de riego. Dicho catastro identificó oportunidades para desarrollar 290 centrales, cuya potencia estimada alcanzaría al menos los 860 MW. Si sólo el 80% de las oportunidades de desarrollar estos proyectos se concretara, la capacidad instalada resultante alcanzaría a 688 MW, lo que equivale a más que una central Ralco o dos centrales Rapel y un 16% del crecimiento esperado de la capacidad de generación eléctrica en el país, entre 2006 y 2010, suponiendo que esta crece en un 7% anual.

A este potencial deben agregarse las centrales más pequeñas, que no fueron incluidas en el catastro, las cuales, en conjunto, pueden representar una potencia instalada igual o incluso mayor.

Con estas bases, la CNR y CNE apuntan a desarrollar una estrategia de fomento de centrales hidroeléctricas asociadas al riego. Estas centrales, además, tie-

nen la ventaja de representar una tecnología relativamente bien conocida en Chile, y por lo mismo pueden lograr un desarrollo más acelerado que otras fuentes ERNC.

El desarrollo de la gran mayoría de las 290 centrales identificadas en el catastro, puede ser posible a través de un esfuerzo conjunto de organizaciones de regantes y empresas hidroeléctricas que se asocien en un esfuerzo conjunto. Para ello es indispensable que tanto organizaciones como empresas conozcan mejor tanto las capacidades y limitaciones mutuas como algunos rasgos particulares que el negocio hidroeléctrico tiene para cada grupo. El propósito de estos manuales, es contribuir a dicho conocimiento y así apoyar el desarrollo de estas centrales.

1



OBJETIVOS ESPECÍFICOS DEL MANUAL

1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS DEL MANUAL

El presente manual tiene como objetivo fundamental fomentar y facilitar el desarrollo de proyectos de generación hidroeléctrica mediante la inversión en centrales vinculadas a las obras de riego, y orientar a las Organizaciones de Regantes sobre las posibilidades de dar un uso adicional a su agua, obteniendo ingresos adicionales, manteniendo siempre como primera prioridad el riego. El factor clave para cumplir este objetivo es producir la convergencia y contacto entre los dos participantes indispensables para este tipo de proyectos: regantes y empresas hidroeléctricas.

Este manual pretende contribuir a informar, a cada participante, de aquello que ignora acerca del otro. Para los Regantes es relevante conocer acerca del negocio de generación eléctrica: su institucionalidad, regulación, legislación y reglamentación, los diferentes mercados a que se dirige, los sistemas de precios que rigen en estos mercados, las tecnologías involucradas, sus consecuencias ambientales y los riesgos propios del negocio. Así mismo, familiarizarlos con la forma, secuencia, plazos y costos de desarrollar un proyecto de esta índole y con las fuentes y condiciones de financiamiento de este tipo de proyectos.

Por otra parte, se señalarán los principales intereses y diferencias entre las asociaciones de regantes y las empresas hidroeléctricas; y los potenciales conflictos de intereses que pueden surgir en esta empresa y una orientación para resolverlos. Especial consideración se dará a aspectos sobre las características y principios técnicos que involucra una central hidroeléctrica, los tipos de canales y las características que los hacen apropiados para la instalación de centrales, el uso del agua en una central.

Del mismo modo se entrega información sobre el marco legal en que se desenvuelve el desarrollo de proyectos de ERNC, categoría en la cual están la mayoría de las centrales hidroeléctricas asociadas a obras de riego.

2



EL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE

2. EL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE

2.1. Sistemas eléctricos chilenos y capacidad instalada

Un sistema eléctrico es el conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica.

Según su tamaño, en Chile se clasifican de la siguiente manera. Los sistemas mayores corresponden a aquellos con una capacidad instalada de generación igual o superior a 200MW, los medianos tienen una capacidad instalada entre 20MW a 200MW y los pequeños, están bajo los 20MW de capacidad instalada y se consideran ERNC.

Los principales sistemas eléctricos chilenos son 4:

- ▶ **El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING):** sistema mayor que abastece la zona norte del país, desde Arica por el norte hasta la localidad de Coloso por el sur. Tiene el 28% de la capacidad total instalada en el país pero solamente abastece 5,8% de la población. Su generación es fundamentalmente térmica orientada a la industria minera.
- ▶ **El Sistema Interconectado Central (SIC):** sistema mayor que abastece la zona central del país, desde Taltal por el norte hasta Quellón, en la isla de Chiloé, por el sur. La distancia entre ambas localidades es de aproximadamente 2100 Km. Constituye el 71% de la capacidad instalada total del país y sirve al 90% de la población.
- ▶ **El Sistema Eléctrico de Aysén:** en la práctica corresponde a cinco sistemas medianos ubicados en la zona sur del país: Palena, Hornopirén, Carrera, Cochamó y Aysén. Su capacidad conjunta corresponde a sólo a 0,4% de la capacidad instalada nacional.
- ▶ **El Sistema Eléctrico de Magallanes:** corresponde a cuatro subsistemas medianos: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, que abastecen a las ciudades del mismo nombre. Se localiza en el extremo más austral del país. Su capacidad instalada conjunta corresponde al 0,6% de la capacidad instalada nacional.

La siguiente tabla resume la capacidad instalada a diciembre de 2007 en cada uno de los sistemas señalados arriba, desagregada en fuentes convencionales y energías renovables no convencionales (ERNC).

Capacidad instalada a Diciembre de 2007

Fuente	SIC	SING	Magallanes	Aysén	Total	Porcentaje en relación al total nacional
Hidráulica mayor de 20 MW	4.771	0	0	0	4.771	37,14
Combustibles Fósiles	4.035	3.589	80	26	7.729	60,17
Total Convencional	8.806	3.589	80	26	12.500	97,30
Hidráulica menor de 20 MW	104	13	0	20	136	1,06
Biomasa	191	0	0	0	191	1,49
Eólica	18	0	0	2	20	0,16
Total ERNC	313	13	0	22	347	2,71
Total Nacional	9.118	3.602	80	48	12.847	100,0

2.2. Características generales del mercado eléctrico

El sector eléctrico en Chile es regulado desde 1982 por la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N° 1 de 1982) y sus posteriores modificaciones. De acuerdo a la ley, en los sistemas mayores (SIC y SING), no se permite la integración vertical de los segmentos de generación, transmisión y distribución, lo que si es permitido en los sistemas medianos (Magallanes y Aysén). Además, define a los segmentos de transmisión y distribución como monopolísticos, y al segmento de generación como abierto y competitivo. Las empresas de transmisión tienen que garantizar a los generadores el libre acceso a sus líneas con precios regulados.

Históricamente el desarrollo del sector de generación se ha dado en un marco de neutralidad en cuanto a las tecnologías y fuentes energéticas empleadas, debiendo todos los tipos de energías competir con similares condiciones de calidad y precio. La regulación no establece restricciones para el ingreso de generadores al sistema salvo el cumplimiento de la normativa y regulación sectorial, ambiental y territorial. Cada generador potencial juzga y toma el riesgo de elegir el sitio de instalación de una central de generación que utilice una deter-

minada tecnología y combustible según sus propios criterios. Sin embargo, las últimas modificaciones a la Ley permiten un tratamiento especial a proyectos con energía renovable no convencional.

El rol del Estado en el sector se concentra en la regulación y fiscalización del mercado, en la definición de las políticas para el desarrollo del sector, en la fijación de las tarifas eléctricas para clientes regulados y en tareas de planificación indicativa no vinculante, teniendo las empresas del sector plena libertad para desarrollar las inversiones que consideren más convenientes.

Por su parte, en los sistemas eléctricos mayores (SIC y SING) existen principalmente tres submercados para la comercialización de la generación eléctrica, en los cuales se transa tanto energía como potencia:

- Mercado mayorista o spot: venta de energía a costo marginal horario, es decir el precio varía a lo largo del día y es igual al costo marginal del sistema correspondiente al costo de la unidad más cara despachada en cada hora.
- Mercado regulado: venta de energía a empresas distribuidoras a precio nudo, fijado por la CNE, o al precio resultante de licitaciones de suministro de largo plazo.
- Mercado de clientes libres: venta de energía a precio libre acordado en un contrato privado con consumidores cuya demanda es superior a 500 kWh.

Los mercados anteriores son coordinados por Centros de Despacho Económico de Cargas (CDEC), responsables de la planificación, coordinación en tiempo real y operación a mínimo costo del sistema eléctrico. Para lograr lo último, la Ley establece la obligación a los CDEC de optimizar la generación de electricidad de modo que el despacho de carga refleje el orden de mérito económico de las plantas generadoras, establecido en función de sus costos variables de generación. Dichos costos son muy bajos para las centrales hidroeléctricas de pasada, dado lo cual son las primeras en ser despachadas por los CDECs.

2.3. Institucionalidad del Sistema

Las principales instituciones que actualmente están relacionadas con el sector eléctrico son:

Organismo	Funciones
Comisión Nacional de Energía (CNE) y Ministro de Energía.	La máxima Autoridad del Consejo de la Comisión Nacional de Energía (CNE) es el Ministro de Energía. Integran dicho Consejo los ministros de Minería, Economía, Hacienda, Defensa Nacional, Secretario General de la Presidencia y de Planificación y Cooperación. La CNE es un organismo público y descentralizado, con patrimonio propio y plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y obligaciones, que se relaciona directamente con el Presidente de la República. Su función principal es elaborar y coordinar planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético del país, además de velar por el cumplimiento de todas las materias relacionadas con la energía, tanto en su producción y uso como en la promoción del uso eficiente de esta.
Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción	En materia eléctrica le corresponde dictar los decretos de precios de los servicios eléctricos, otorgar concesiones, y la determinación de los sistemas de transporte de la energía y racionamientos, entre otras materias.
Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)	Es el organismo público encargado de fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad. La SEC es el responsable técnico de otorgar concesiones provisionales y de informar al Ministerio correspondiente sobre las solicitudes de concesión definitivas que se refieran a distribución de electricidad y a la instalación de centrales hidráulicas, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión. Asimismo, la SEC es responsable de verificar la calidad de los servicios prestados.
Panel de Expertos	Órgano conformado por profesionales expertos en materias técnicas, económicas o jurídicas del sector eléctrico. Tiene por función la resolución de conflictos que haya entre dos o más empresas del sector eléctrico, que de común acuerdo, sometan el conflicto a su decisión. Se someterá a dictamen del panel de expertos los conflictos que se susciten en el interior de un CDEC, respecto de aquellas materias que se determinen reglamentariamente.

Organismo	Funciones
Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA)	Es la institución encargada de actuar como órgano de consulta, análisis, comunicación y coordinación en materias relacionadas con el medio ambiente. Asimismo, es la encargada de administrar el sistema de evaluación de impacto ambiental a nivel nacional, coordinar los procesos de generación de las normas de calidad ambiental y determinar los programas para su cumplimiento.
Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)	Son entidades privadas independientes compuestas de representantes de las empresas de generación, transmisión y de los clientes libres. Está encargado de determinar la operación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico y de asegurar su operación óptima en base al menor costo marginal de generación y determina los valores económicos de las transacciones entre empresas. Existe uno para el SING y otro para el SIC
Ministerio de Bienes Nacionales	Es la Secretaría de Estado encargada de aplicar la legislación correspondiente a la adquisición, administración y disposición de bienes fiscales, asimismo, tiene a su cargo el cuidado de los bienes fiscales y bienes nacionales de uso público cuyo cuidado no esté entregado a otras autoridades. Es competente para pronunciarse sobre las concesiones y autorizaciones sobre bienes raíces del Estado cuya administración no se encuentre otorgada a otros organismos públicos por la ley. Cobra relevancia en materia de generación eléctrica, cuando se requiera de autorizaciones para intervenir inmuebles del Estado.
Corporación Nacional de Desarrollo Indígena	Este organismo público tiene a su cargo el Registro Público de Tierras Indígenas. Es competente para autorizar la permuta de tierras indígenas y la imposición de gravámenes sobre las mismas de conformidad a la ley. Se requiere de la autorización de la CONADI en caso de intervenir con proyectos de generación eléctrica tierras indígenas.

Durante el 2008 se inició la tramitación en el Congreso de un proyecto de Ley para la creación de un Ministerio de Energía, que unificaría las decisiones de política pública que Chile toma en el ámbito energético. Como efecto de la creación del Ministerio, se le trasladarían las competencias radicadas actualmente en los Ministerios de Minería y Economía en la materia, y la supervigilancia de

organismos vinculados al tema energético. Asimismo, se le encomienda a la CNE, como organismo técnico, el análisis de precios, tarifas y normativa técnica a la que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía.

2.4. Marco legal para energías renovables no convencionales.

Desde el año 2004 la Ley General de Servicios Eléctricos y su regulación complementaria, han tenido modificaciones algunas de las cuales han abordado aspectos directamente relacionados con el desarrollo de las energías renovables no convencionales, categoría a la cual pertenecen parte importante de las centrales hidroeléctricas asociadas a obras de riego.

Ley 19.940.

La Ley 19.940, oficializada en marzo de 2004 que, entre otras materias, perfeccionó el marco regulatorio de acceso a los mercados de generación eléctrica para pequeñas centrales de generación. Esto mejorará la viabilidad técnica y económica de proyectos pequeños con ERNC.

La Ley 19.940 en conjunto con su Reglamento establecido mediante el D.S. 244, del 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, disponen:

- La certeza jurídica del acceso al mercado eléctrico mayorista para cualquier generador eléctrico, independientemente de su tamaño;
- El derecho de los proyectos menores a 9 MW de capacidad instalada, a conectarse a las redes de distribución, así como los procedimientos y requisitos que deberán cumplir tanto las empresas de distribución de energía eléctrica como los proyectos de generación;
- Un mecanismo de estabilización de precios para la remuneración de la energía en el mercado mayorista al cual pueden optar los proyectos menores a 9 MW de capacidad instalada;
- La excepción del pago de peajes de transmisión troncal para aquellos proyectos cuyos excedentes de potencia suministrados a los sistemas eléctricos sean menores a 20 MW y cuya fuente de energía sea no convencional, esto es ERNC y cogeneración. Para centrales no superiores a 9 MW la excepción es total; entre 9 y 20 MW de capacidad instalada, se deberá pagar entre un 0 y un 100% del peaje, en forma proporcional a sus excedentes de potencia;

- Mecanismos simplificados para la coordinación de la operación en el sistema eléctrico de los proyectos de ERNC menores a 9 MW de capacidad instalada cuando estos opten por participar en el mercado eléctrico mayorista.

Los elementos anteriores son fundamentales para el desarrollo de proyectos pequeños de generación eléctrica con ERNC, pues configuran un marco reglamentario que permite un tratamiento operacional y comercial simplificado para proyectos con tamaños menores a 9 MW de capacidad instalada, y establecen las condiciones para la generación distribuida en Chile, ámbito en el cual se desarrollan parte importante de las centrales hidroeléctricas asociadas a obras de riego, entre otros.

Además, con la apertura del mercado mayorista a pequeños proyectos se equiparán las opciones de comercialización de ese tipo de proyectos con respecto a las centrales convencionales. Esto es: venta al “mercado spot”, a clientes regulados y a clientes libres.

Ley 20.257, para el desarrollo de las ERNC

Con fecha 01 abril de 2008, fue publicada la Ley N° 20.257, que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales. El objeto de esta modificación es establecer condiciones que permitan atraer inversiones en proyectos de energías renovables no convencionales mediante la aceleración del desarrollo del mercado.

Para cumplir este objeto, a partir de 2010 se establece una obligación a las empresas eléctricas que comercializan energía en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW (SIC y SING). Dichas empresas deberán acreditar anualmente que un porcentaje del total de la energía que venden a clientes libres y distribuidoras, ha sido inyectada a los sistemas eléctricos por medios de generación renovables no convencionales, sean estos propios o contratados.

Entre el año 2010 y 2014, la obligación contemplada es de 5%. A partir de esa fecha, la obligación se incrementa gradualmente en 0,5% anual (2015; 5,5%, 2016: 6%, etc.), hasta alcanzar el 10% en 2024.

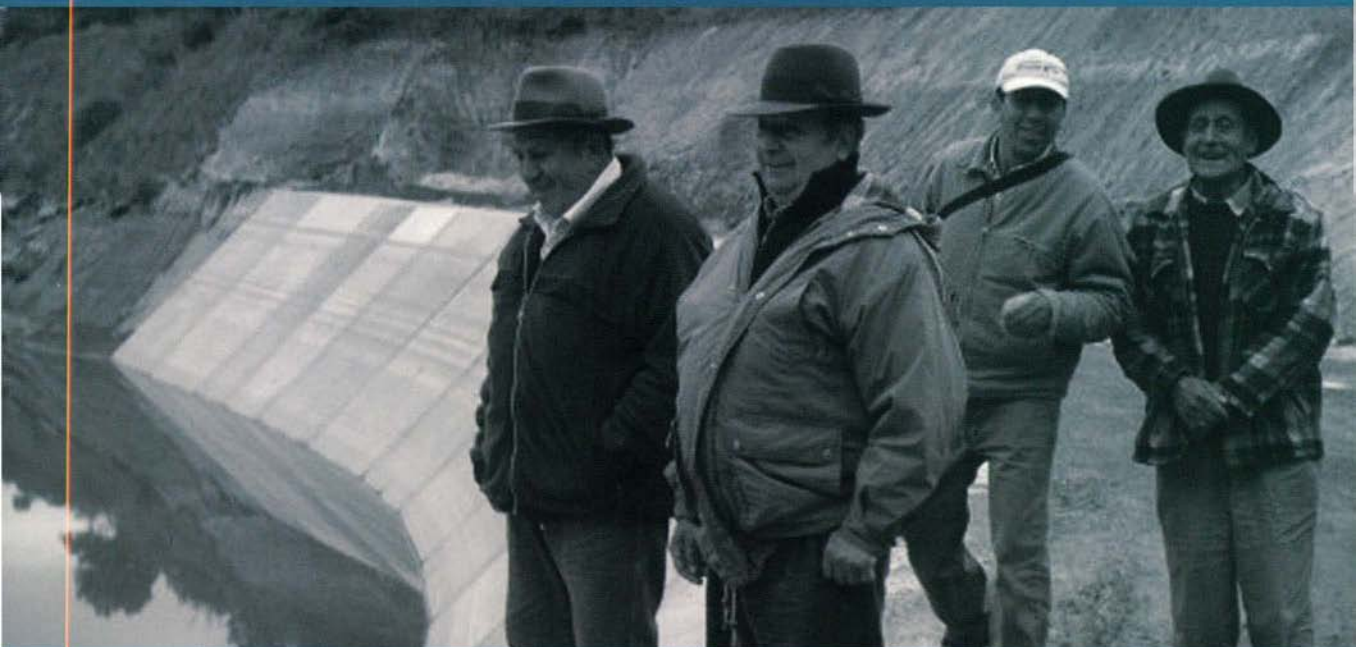
La ley posibilita que cualquier empresa eléctrica que exceda el porcentaje obligatorio de inyecciones de energía renovable no convencional dentro del año en que se debe cumplir la obligación, con energía propia o contratada y aunque no hubiese efectuado retiros, podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra

empresa eléctrica, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos.

En caso de incumplimiento de la ley, la empresa eléctrica deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada megawatt/hora de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada megawatt/hora de déficit. Los cargos señalados se destinarán a los clientes finales y a los clientes de las distribuidoras cuyas empresas suministradoras hubieren cumplido la obligación, distribuyéndose en forma proporcional a la energía consumida por los clientes.

Además, la Ley define las fuentes que son consideradas en Chile como ERNC. Estas corresponden a centrales hidroeléctricas pequeñas (≤ 20 MW de potencia máxima), o a proyectos que aprovechen la energía eólica, la solar, la geotérmica, la de los mares o la de la biomasa, es decir, aquellas fuentes renovables y tecnologías que aún no se han desarrollado significativamente en el país.

3



ORGANIZACIONES DE USUARIOS DEL AGUA (OUA) Y EMPRESAS HIDROELÉCTRICAS

3. ORGANIZACIONES DE USUARIOS DEL AGUA (OUA) Y EMPRESAS HIDROELÉCTRICAS

3.1 Las Organizaciones de Usuarios de Aguas

Las Organizaciones de Usuarios de Aguas en Chile se clasifican en Juntas de Vigilancia, Asociaciones de Canalistas y Comunidades de Aguas.

Una **Junta de Vigilancia**, es una organización de usuarios que tiene por objeto administrar y distribuir las aguas a que tienen derechos sus miembros en los cauces naturales, explotar y conservar las obras de aprovechamiento común y realizar los demás fines que les encomiende la ley. Pueden ser miembros de una Junta de Vigilancia, las organizaciones de usuarios como comunidades de aguas y Asociaciones de Canalistas, y las personas naturales o jurídicas que captan sus aguas en un cauce natural. Pueden organizarse en ríos o secciones de ríos, lagos, etc.

La **Asociación de Canalistas** es una organización de usuarios de agua que, por regla general, aprovechan un mismo canal matriz. La ley les reconoce personalidad jurídica. Distribuyen el agua a cada uno según sus derechos y los gastos se dividen según los derechos de agua que posea cada persona.

Las **Comunidades de Aguas** son también organizaciones de usuarios, con personalidad jurídica, que distribuyen el agua a cada uno según sus derechos. Si dos o más personas tienen derechos de aprovechamiento en las aguas de un mismo canal, embalse o acuífero pueden reglamentar la comunidad que existe como consecuencia de este hecho, o pueden constituirse en Asociación de Canalistas o en cualquier tipo de sociedad con el objeto de tomar las aguas del canal matriz, repartirlas entre los titulares de derechos, construir, explotar, conservar y mejorar las obras de captación, acueductos y otras que sean necesarias para su aprovechamiento.

En relación a los proyectos hidroeléctricos, si el proyecto va a ser desarrollado por una organización de usuarios de aguas regida por el Código de Aguas (comunidad, asociación de canalistas o junta de vigilancia), tal organización debe estar constituida legalmente, esto es, constituido de acuerdo a las reglas del Código de Aguas e inscrita en el Registro de Organizaciones de Usuarios de la Dirección General de Aguas.

La organización de usuarios debe actuar dentro del marco legal que le es propio. Cabe recordar que se trata, por regla general, de personas jurídicas sin fines de lucro.

3.2. Fortalezas y debilidades de las Organizaciones de Usuarios de Agua

Las Organizaciones de Usuarios de Agua (OUA) presentan muchas fortalezas en el ámbito del conocimiento del recurso hídrico para riego y del territorio que los ríos, canales y otras obras recorren o se emplazan.

Un tema básico para definir bien la participación de los regantes y sus organizaciones, es comprender cabalmente de quien es el agua, y cuáles son las organizaciones más adecuadas para representar a los dueños del agua en la generación eléctrica.

Los dueños de los derechos de agua consuntivos son, generalmente, los regantes. Sus organizaciones se constituyen de acuerdo al Código de Aguas, y tienen amplios poderes para administrar las aguas, definiendo programas de manejo y mantención, estableciendo cuotas, cobrando multas y recurriendo a la fuerza pública para obligar a cumplir sus acuerdos.

Las OUA, representan a los regantes en estricta relación con su participación en la propiedad del agua. Por lo tanto, también son el organismo más adecuado para representar a los regantes en la forma en que se usa el agua en la generación eléctrica, asegurando una participación que obtenga los mayores beneficios para todos los regantes en la producción eléctrica y garantizando el riego, que es el propósito inicial para el cual se les otorgaron los derechos de aprovechamiento de aguas.

Si, para la generación de energía eléctrica, la organización de usuarios utiliza los derechos de aprovechamiento de aguas que administra, normalmente de naturaleza consuntiva, no requiere de otros derechos de aguas, por ejemplo, derechos no consuntivos para destinarlos a la generación eléctrica (ello porque el uso consuntivo implica lógicamente el uso no consuntivo de los mismos derechos). Sin embargo, si los derechos de aprovechamiento de aguas son utilizados fuera de los acueductos u obras de propiedad de la organización, se requerirá de la constitución de otros derechos tales como servidumbres o de ciertos permisos para la intervención, por ejemplo, del cauce natural. Igualmente se podrán requerir de modificaciones a las obras existentes, (por ejemplo traslado de bocatomas) las que deben ser aprobadas por la Dirección General de Aguas.

Para facilitar su participación en este negocio se puede crear una sociedad comercial paralela, como también lo establece el Código de Aguas, pero bajo la tutela de la OUA y en forma coherente con el carácter de los derechos de agua y el propósito para el cual fueron otorgados, además de representar adecuadamente las diferencias entre los usuarios de participación en la propiedad del agua.

Por otra parte, las OUA también poseen otras características, que deben tenerse en cuenta para poder concretar negocios exitosos con empresas hidroeléctricas, las cuales pueden implicar importantes limitaciones para invertir y manejar centrales.

- Primero, sus capacidades técnicas en el campo de las centrales hidroeléctricas son limitadas, ya que no cuentan con la experiencia ni con el conocimiento adecuado de lo que significa construir y operar una central hidroeléctrica. Las fortalezas en estos aspectos fundamentales se encuentran en las empresas hidroeléctricas.
- Segundo, tendrán dificultades para obtener, como organización de regantes propiamente tales, los créditos necesarios para construir una central hidroeléctrica, sobre todo considerando los altos montos de la inversión y el largo plazo a que se recupera la misma. Ello se debe tanto a su carácter de organizaciones no comerciales, sin fines de lucro, como a la falta de estados patrimoniales y garantías reales, sin perjuicio que algunos de sus socios puedan tenerlas. Los bancos, pueden exigir a las organizaciones otras garantías o la fianza de socios que las tengan, para darles crédito como tales.
- Tercero, su desconocimiento del mercado eléctrico lo que las limita para participar por sí solas en el desarrollo y manejo de una central hidroeléctrica, perfilando nuevamente a las empresas hidroeléctricas como el mejor socio para un emprendimiento conjunto.

3.3 Intereses de las Organizaciones de Usuarios de Aguas en el negocio eléctrico

El interés fundamental de los miembros de las OUA es la actividad agrícola, que es su fuente de trabajo e ingresos. Les interesa en forma destacada tener seguridad de riego y disminuir los costos de mantención de las obras de riego (bocatomas y canales).

También les interesa mantener o mejorar la calidad del agua lo que es posible de lograr por el cuidado especial que ponen las centrales hidroeléctricas en operar con agua limpia de sedimentos. Al entregar a los regantes agua libre de arenas y gravas, reduce además, los costos de mantención y limpia de canales.

Indudablemente, a los regantes les interesa participar en el negocio eléctrico en la medida de que reciban mayores ingresos derivados de un arriendo por sus derechos de agua o una participación por los ingresos por ventas de electricidad

Asimismo, probablemente les interesa participar en el manejo operacional del agua, incluso con poder de veto en algunos temas, como los cortes de agua.

Es posible que, muchas potenciales centrales estén vinculadas a unificaciones de canales en una bocatoma común, lo cual aumenta el caudal y donde es frecuente encontrar oportunidades de lograr mayores diferenciales de cota. Estas unificaciones, generalmente permiten disminuir las pérdidas de agua por infiltración aumentando su eficiencia de conducción, pudiendo la central costear los permanentes gastos de manejo y mantención de bocatomas.

Los recursos que reciba la organización por el negocio eléctrico pueden usarse en inversiones para mejorar y mantener obras de riego y desarrollar servicios adicionales, como la programación y adecuada distribución del riego. O sea, estos recursos pueden significar un poderoso respaldo a las organizaciones.

Finalmente, los regantes que dispongan de capital para invertir, tienen la posibilidad de hacerlo directamente como socios de la empresa hidroeléctrica.

3.4 Fortalezas y debilidades de los Inversionistas y Operadores de Centrales

Las principales fortalezas que presentan los inversionistas y operadores hidroeléctricos en relación a las organizaciones de regantes se refieren en general a su conocimiento y manejo del negocio eléctrico:

- Es fundamental su conocimiento técnico del diseño y operación de las centrales, tanto desde el punto de vista del diseño de las obras civiles como la selección, montaje y mantenimiento de equipos. Ello permite lograr un alto rendimiento de las centrales y asegurar su duración, aspecto fundamental para asegurar una adecuada rentabilidad.
- Asimismo, tienen la capacidad económica y pueden disponer de garantías que les permiten financiar estas centrales en los plazos y condiciones que exige su flujo de ingresos.
- Conocen muy bien el mercado de este sector, el cual es muy complejo y que es un factor determinante del éxito o fracaso del Proyecto.

La principal limitación es que no cuentan con los derechos de aprovechamiento del agua necesarios para llevar adelante sus proyectos, por lo que es imprescindible para ellos trabajar en conjunto con las OUA. Además, en términos generales no conocen en profundidad a las Organizaciones de Usuarios de Aguas.

3.5 Los intereses de los Inversionistas y Operadores en Empresas Eléctricas

Para los inversionistas y operadores lo principal es alcanzar un diseño y construcción de la Central, que asegure su eficiencia y duración a largo plazo (sobre 30 años), dada la magnitud de las inversiones comprometidas. Asimismo, para ellos es fundamental que se logre una operación financiera y comercial muy eficaz en el aprovechamiento de las oportunidades del mercado.

En síntesis, les interesa a los Inversionistas y Operadores:

- Resolver todos los temas técnicos en base a estudios, diseños y recomendaciones de profesionales y expertos competentes.
- Es clave para los inversionistas y operadores, manejar todos los aspectos comerciales de la central y hacer su negocio sin interferencias. Por lo mismo, pueden aceptar la participación de otros, pero no perder el control.
- Les interesa pagar una participación o arriendo razonable por los derechos de agua, que refleje la importancia del recurso en la generación, pero también permita un pago adecuado a los demás factores de producción.
- Para emprender un Proyecto se debe también tener claridad que desde el punto de vista legal, los derechos de agua en cuestión, se pueden usar sin limitaciones en la generación que está programada para la central.
- Así mismo, es importante tener claridad acerca de las limitaciones que establece el riego en el manejo de aguas de la central.

3.6 Negociaciones entre Organizaciones de Usuarios de Agua y los Inversionistas y Operadores de Empresas Eléctricas

Un aspecto fundamental para el éxito de las negociaciones entre OUA y los inversionistas y operadores de empresas eléctricas es la comprensión de su obligada complementariedad e interdependencia. Ambos se necesitan para concretar los negocios.

Por lo tanto, ambas partes deben mantener expectativas realistas sobre los resultados económicos esperados de la asociación.

El aporte fundamental que están realizando los regantes en este negocio es el uso no consuntivo de sus derechos de agua. El producto fundamental del negocio es la electricidad expresada en términos de precios o pagos por la energía generada y la potencia instalada. Sin embargo, el agua, aunque importante, no es el único factor de producción. La valoración excesiva del agua para generación eléctrica puede no sólo retrasar el desarrollo de los posibles negocios, si no que desincentivar a los potenciales inversionistas impulsándolos a optar por el desarrollo de otros proyectos hidráulicos, o incluso a optar por otras fuentes de energía.

Dado lo anterior, tener antecedentes de precios del agua y de las perspectivas a mediano plazo de los negocios de generación eléctrica (precios de energía y riesgos comerciales asociados) es básico para una buena negociación, tanto a nivel de regantes como de inversionistas y operadores. Más aún, cuando estos proyectos son negocios de muy largo plazo, con períodos de retorno del capital que fácilmente pueden superar los veinte o treinta años. También hay que destacar, sin embargo, que este tipo de proyectos produce algunos beneficios inmediatos que pueden traducirse en un valor económico.

Dada la forma incipiente en que opera el mercado del agua la información sobre precios de arriendo y venta de derechos de agua es escasa. El mercado de la electricidad en cambio, cuenta con abundante información sobre precios, pero ellos en el largo plazo son siempre inciertos y dependientes de factores externos a un proyecto de generación en particular (precios internacionales de los combustibles, grado de ajuste de oferta y demanda, tipo de nuevos proyectos que se incorporan al mercado, etc.). Ello da lugar a diversos modelos comerciales para la venta de la energía producida por los generadores, cada uno con niveles de riesgo distinto y, por ende, con distintas tasas de descuento asociadas.

3.7. Coincidencias y Conflictos de Intereses

El conflicto potencial de intereses entre usos alternativos del agua se refiere a aquellos caudales que no puedan ser usados en un mismo instante, para generar y regar.

Ejemplo de conflictos potenciales se pueden dar en los períodos en que los canales deben ser limpiados y por lo tanto se debería suspender la generación o cuando la central hidroeléctrica deba someterse a mantenimiento y se deba suspender el suministro de agua. Sin embargo, estos conflictos potenciales pueden ser manejados mediante la construcción de un canal alternativo.

Es importante que los potenciales conflictos sean identificados en forma previa por la Organización de Usuarios de Agua y decidir con suficiente anticipación la mejor forma de resolverlos para beneficio de todos. El ideal es una adecuada

coexistencia entre los intereses de las generadoras y los intereses de los usuarios de aguas.

Debe observarse que en el diseño de la Central se debe tener en cuenta como evitar la existencia de potenciales áreas de conflicto, así como sus efectos en la productividad. Un diseño que, para maximizar la altura de caída genere un área de conflicto muy extendida y de alta productividad, puede ser ventajosamente reemplazado por otro diseño de menor potencia y menor altura de caída que, sirva a los objetivos y minimice las áreas de conflicto.

Las principales coincidencias de intereses entre la OUA y Empresas Hidroeléctricas, son las siguientes:

- La explotación conjunta del negocio eléctrico en el cual los regantes pueden tener una participación o derivar de ello una renta.
- Los negocios paralelos de beneficio mutuo como utilización de agua libre de sedimentos, el empleo de mejores desarenadores, los bonos de carbono, el manejo racional del agua y los canales y sus efectos en el aumento de caudal. En general, se logra un mejoramiento en la infraestructura de los canales y sus obras de arte asociadas como también un desarrollo territorial apoyado por la empresa que invierte en la zona.

En cuanto a las diferencias de intereses puede destacarse:

- La principal y más importante se puede producir por el uso del agua. Es fundamental que las empresas hidroeléctricas comprendan el fin primordial de uso de los derechos de agua es el riego y que el proceso de generación de electricidad no puede afectar la actividad agrícola. Ambos negocios deben coexistir en perfecta armonía.
- Debido a lo explicado en el párrafo anterior, dentro de la negociación se debe dejar sentadas las bases de planes de contingencia y formas de enfrentar las situaciones de paralización forzada de la planta hidroeléctrica, ya sea porque se deba cortar el flujo del agua para repararla o por limpieza de canales.
- Las expectativas económicas que en algunas oportunidades tienen las organizaciones de regantes, las cuales no están acordes con los niveles de retorno normales que tienen los negocios de generación eléctrica. El aporte fundamental que están realizando los regantes en este negocio es el uso no consuntivo de sus derechos de agua. El producto fundamental del negocio es la electricidad expresada en términos de precios o pagos por la energía y la potencia instalada. La valoración excesiva del agua

para generación eléctrica no sólo puede retrasar el desarrollo de posibles negocios, si no que puede desincentivar a los potenciales inversionistas quienes podrían optar por el desarrollo de otros proyectos.

- Como en toda relación comercial, la vinculación de negocios que se genere entre las OUA y las empresas hidroeléctricas, debe ser debidamente regulada por las partes bajo el imperio del Derecho. Se debe tener en especial consideración, para tal regulación, una serie de factores de relevancia, como sería a modo de ejemplo: el manejo respetuoso de la información de relevancia que entreguen las OUA a su contraparte, así como el efectivo compromiso asociativo de las empresas hidroeléctricas, con las primeras.

3.8. Alternativas de participación en la renta de una central de los dueños de los derechos de agua

Existen diferentes formas para pagar el uso de los derechos de agua que utiliza una central. Las distintas formas en que los regantes pueden participar en los beneficios de una central, son entre otros, los siguientes:

- Pago de un arriendo fijo reajutable de acuerdo a la inflación, valor del dólar u otro precio
- Participación en las utilidades de la empresa hidroeléctrica
- Participación en las ventas netas después de impuestos

También pueden participar a través de una combinación de varias formas de pago:

- a) Valor Fijo o variable: a partir del inicio de la operación comercial del Proyecto. La Organización puede recibir un monto fijo determinado durante toda la vida útil del Proyecto o este puede fijarse inicialmente en el contrato e ir variando a medida que transcurre su vida útil.
- b) Variaciones por mayores ingresos por energía: a fines de cada período de 12 meses. luego del inicio de la operación comercial del Proyecto, la Organización podría percibir en forma adicional e independiente al Valor Base una cantidad a determinar por cada dólar (US\$) de mayor Ingreso Anual por Energía (medido en dichos períodos de 12 meses), respecto del Ingreso Anual Base por Energía que se determine en el Contrato.

- c) Por menor inversión: a fines de cada período de 12 meses, luego del inicio de la operación comercial del Proyecto, la Organización podría recibir en forma adicional e independiente de los ingresos señalados en a) y b), una suma a determinar por cada dólar (US\$) de menor inversión inicial del Proyecto respecto del Presupuesto Base de la Central.
- d) Beneficios por Créditos o bonos de Carbono: Los beneficios netos resultantes, ya sea por el pago al contado de los créditos o bonos de carbono o el pago anual o diferido de los mismos, podrían ser distribuidos 50% para la Organización y 50% como beneficio adicional para el Proyecto.
- e) Beneficio por el uso de Caudales Adicionales a los de la Organización. Los mayores ingresos de energía que pueda generar la central, como resultado del uso no consuntivo de caudales adicionales cuyos derechos de agua sean de otros canales, que no los utilizan en parte el año y se los arrienden a la Organización, compartiéndose los beneficios con la Empresa Hidroeléctrica.
- f) En la eventualidad que por cambios en la Ley Eléctrica Actual, la energía o potencia del proyecto recibiese un beneficio económico no contemplado en las cláusulas anteriores, ya sea este debido a subsidios, beneficios tributarios, directos o indirectos, precios especiales o cualquiera otra condición que resulte en un mayor ingreso o beneficio económico, debido a las condiciones de tamaño de la central y su calidad de energía renovable, y que dichos mayores ingresos o beneficios económicos sean directamente atribuibles a dichas condiciones, estos mayores ingresos o beneficios económicos serán compartidos en partes iguales entre la Empresa y la Organización.
- g) También como mecanismo de incentivo, algunas empresas hidroeléctricas han anticipado ingresos a las OUA.

4



**TAMAÑOS Y TIPOS DE CENTRALES
HIDROELÉCTRICAS, CARACTERÍSTICAS
DE LOS CANALES PARA SU INSTALACIÓN
Y COSTOS ESTIMADOS**

4. TAMAÑOS Y TIPOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS, CARACTERÍSTICAS DE LOS CANALES PARA SU INSTALACIÓN Y COSTOS ESTIMADOS

4.1 Tamaños de centrales

Una Central Hidroeléctrica requiere de un caudal que pase de una cota más alta a una más baja. Un volumen de agua, al pasar de una cota superior a una inferior “pierde” energía potencial. La energía potencial es el producto de la masa del agua por la diferencia de altura. Esta energía potencial es la que se transforma en energía mecánica primero, al pasar por la turbina y en energía eléctrica, después, al aplicarse la energía mecánica a un generador eléctrico.

El agua presiona los álabes de la turbina. Como consecuencia de esa presión, el álabe tiende a desplazarse y hace girar el rotor de la turbina. Mientras más agua pase y mientras mayor sea la presión, con más “fuerza” girará el rotor. El eje del rotor va solidariamente unido al eje del generador eléctrico el que, por tanto, girará al igual que el rotor de la turbina. Esta rotación es la que produce la energía eléctrica que finalmente entrega el generador. Debido al principio de Conservación de la energía, la energía producida por el generador debe ser igual a la energía potencial que pierde el agua en su caída menos la fracción que se consume en roces y desprendimiento de calor en la tubería de caída, la turbina y el generador eléctrico. Esta fracción es pequeña y no debe superar el 5% de la energía generada. La relación entre la Energía eléctrica producida y la energía potencial perdida por el agua se denomina “Rendimiento” de la Planta y tiene valores del orden del 95%.

La Potencia – capacidad de producir energía- es, en términos prácticos, la cantidad de energía producida por unidad de tiempo.

La potencia eléctrica de una central se mide en Kilowatts (KW) o Megawatts (MW). Un KW es igual a 1.000 watts y un MW es igual 1.000 KW. Un Watt es la potencia necesaria para mantener una diferencia de potencial eléctrico de 1 Volt cuando la corriente del consumo es 1 Ampere.

Las unidades básicas de energía eléctrica son el Kilowatt hora. (KWh) y el Megawatts hora (MWh). Un KWh es la energía que produce 1 generador de 1 KW de potencia funcionando durante 1 hora.

En su gran mayoría, las posibilidades de centrales asociadas a obras de riego se relacionan con centrales de pasada y sólo un mínimo, cerca de un 1% se relacionan con embalses de riego que regulan el agua entre temporada o de un año a otro. Lo que no se contradice con que algunas centrales de pasada puedan requerir acumuladores menores dentro del diseño hidráulico de la propia central. Las centrales de pasada y las con embalses menores, aplican una tecnología semejante, ampliamente conocida en el país.

No existe un criterio único de clasificación de pequeñas centrales hidroeléctricas, en función de su capacidad. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, bajo la legislación eléctrica chilena, aquellas cuya capacidad instalada sea inferior a 20MW son consideradas energías renovables no convencionales.

Las centrales asociadas con embalses de riego están diseñadas para asegurar el riego en forma estable, lo que se traduce en que la central cuenta con un caudal más estable. Por ejemplo, los embalses Santa Juana en el Río Huasco (Región de Atacama) y Puclaro en el Río Elqui (Región de Coquimbo) regulan y entregan el agua durante todo el año ya que estas regiones tienen cultivos todo el año. En el sur del país, en cambio, los embalses buscan maximizar el riego en verano, y por lo tanto liberan poca agua en el invierno.

4.2 Las Centrales de pasada y las asociadas a embalses de riego

Las centrales hidroeléctricas de pequeña y mediana potencia están muy relacionadas con el concepto de "Centrales de Pasada" en lo referido a su diseño. A diferencia de una central hidroeléctrica de embalse, una central de pasada es aquella en la que no existe una acumulación apreciable de agua "corriente arriba" del sistema de turbinas hidrogeneradoras.

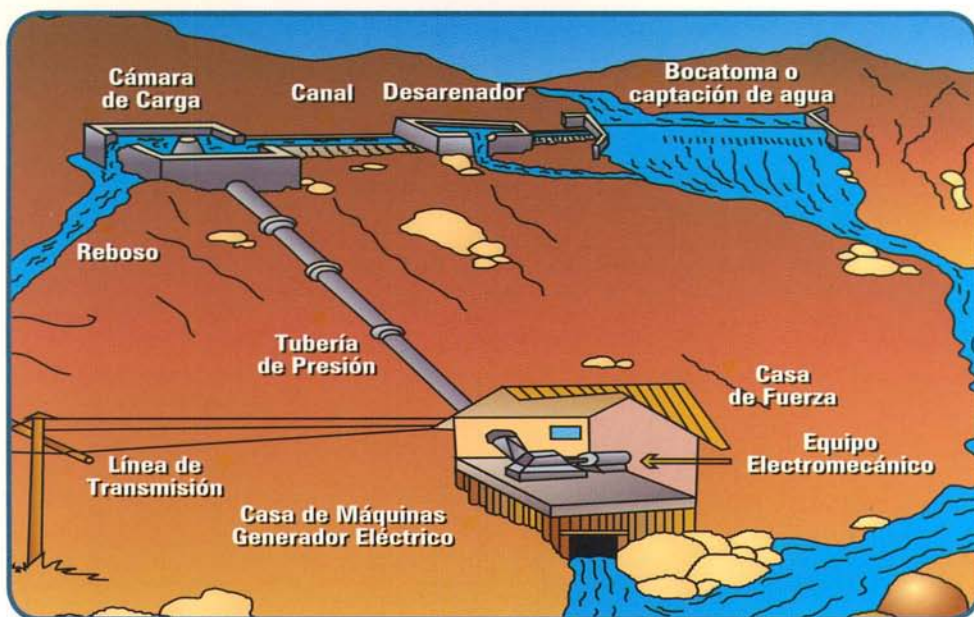
En una Central de Pasada, las turbinas deben aceptar el caudal disponible "como viene", con sus variaciones horarias, diarias y estacionales, y si hay agua sobrante se pierde por las obras de descarga de excedentes. En algunos casos basta un embalse de acumulación de pequeñas dimensiones para impedir pérdidas hídricas por descarga, en situaciones de crecidas instantáneas de los caudales.

Una central de pasada tiene los siguientes componentes fundamentales:

- **Sistema de captación de aguas:** que se compone de una bocatoma o compuerta que capta el agua de su fuente (cauce natural, canal o embalse) y la mayoría de las veces incluye un sistema de rejillas, un desripador y un desarenador para eliminar arena, ripio y otros elementos extraños que pueden desgastar, dañar e incluso detener las turbinas o partes claves de éstas.

- **Canal de aducción:** que lleva el agua desde el sistema de captación hasta el punto en que se dejará caer el agua, desde la altura lograda, por una tubería en presión hasta las turbinas instaladas en la sala de máquinas.
- **Casa de máquinas.** En ésta se encuentran los mecanismos que generan la energía eléctrica, los elementos de medición y control y las instalaciones para despachar la energía.
- **Líneas de transmisión:** para entregar la energía producida, ya sea a un cliente en particular o a un sistema de distribución.
- **Canal de devolución,** para devolver el agua generada a su cauce original o adonde corresponda de acuerdo a lo que señalan los derechos de agua y las necesidades de riego.

Esquema de una mini central hidroeléctrica de pasada



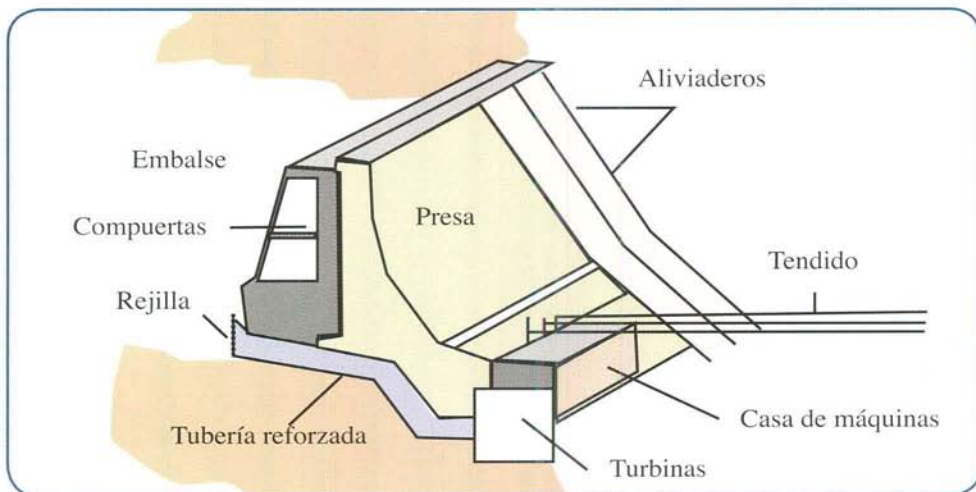
Fuente: Sica / ITDG

Aspectos de importancia para el diseño de una central de pasada son las siguientes:

- Que se pueda asegurar el caudal y su estabilidad a lo largo del año. Si el caudal se reduce mucho, la generación se debe detener ya que el mantener la planta funcionando puede hacer imposible o muy ineficiente su operación. Una posibilidad de asegurar el caudal en invierno es la utilización del agua de canales vecinos, en los cuales no hay condiciones para generar y tampoco son utilizados durante el invierno para regar, mediante un sistema de arrendamiento de aguas.
- Es importante mencionar que es básico tener un cauce con un caudal (volumen/tiempo) importante de agua, durante todo el año.
- La altura o desnivel con respecto al punto de devolución a la que puede llegar con ese caudal antes de que se le deje caer, por una tubería a presión a la casa de máquinas.
- Para un adecuado dimensionamiento del proyecto, es importante contar, en lo posible, con series históricas prolongadas de medición en una estación pluviométrica confiable.

Por su parte, las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación se construyen básicamente igual a las de pasada. Su única diferencia ésta en que el agua se acumula mediante una represa, que regula la disponibilidad de un año a otro o estacionalmente dentro del mismo año.

Esquema de una central hidroeléctrica a pie de presa



Fuente: Funcionamiento de la central hidroeléctrica
<http://images.google.cl/imgres?imgurl=http://usuarios.lycos.es/hidraulic/image074>

4.3. Tipos de canales utilizables para pequeñas centrales hidroeléctricas

Chile cuenta con una gran cantidad de recursos hídricos, los cuales junto a la accidentada geografía existente con una fuerte pendiente, aseguran una cantidad muy importante de caídas de agua que hacen posible la construcción de una gran cantidad de pequeñas centrales hidroeléctricas.

Es importante destacar que en la zona norte del país ya se han ido regulando una parte importante de las grandes cuencas mediante la construcción de grandes represas destinadas actualmente al regadío. Se hace conveniente ahora utilizar también dichas obras de regulación en hidrogenación asociadas a las demandas agrícolas para producir energía limpia y sin mayores impactos sobre el medio ambiente.

En las obras de riego, y particularmente en los sistemas de canales existentes, hay numerosas oportunidades de establecer centrales de pasada, debido a los grandes caudales que conducen, especialmente si se unifican varios al comienzo de su curso. Entre las ventajas de su utilización se pueden mencionar: i) la mayor estabilidad de los caudales si se comparan con los de los cauces naturales; ii) los sistemas de regulación con que cuentan; iii) los diferenciales de cota que eventualmente se pueden lograr con más facilidad dentro de los cauces artificiales; y iv) los derechos de aprovechamiento relativamente bien definidos.

En términos generales, los canales utilizables para la instalación de centrales son aquellos en que es posible y económicamente conveniente producir una caída que permita la generación de energía.

El concepto técnico fundamental consiste en que la potencia (capacidad de generar energía) de una central es proporcional al caudal y a la altura de caída. La altura de caída se puede lograr por varios mecanismos alternativos:

- Por la existencia de un salto natural
- Por la existencia de un embalse. La diferencia de alturas entre el nivel de agua aguas arriba del muro y el eje de la turbina, que se debe emplazar aguas abajo del muro del embalse, constituye la altura de caída.
- Por la instalación de una barrera para peraltar el eje hidráulico del canal de riego. La barrera produce un área inundada aguas arriba de ella. La situación resultante es equivalente a la de un embalse
- Por la ganancia de cota mediante un canal de aducción de menor pendiente del canal de riego.

El primer criterio para determinar la utilidad de un canal para generar energía será, entonces, la posibilidad de producir un salto.

Es conveniente establecer que la diferencia precisa entre una central de pasada y una de embalse consiste en que, en la primera, la curva de generación es similar a la curva de caudal afluente al sistema, en tanto, en las centrales de embalse, la curva de generación es diferente de la curva de caudal afluente. Estas últimas tienen curvas de generación que se adaptan a requerimientos de demanda de energía y de distribución de precios de la energía. Sin embargo, en las épocas de riego, la curva de generación se aproxima a la curva del caudal requerido para el riego.

4.4. Costos estimados de las centrales hidroeléctricas

4.4.1. Centrales de pasada

Los costos de una central están relacionados con los componentes fundamentales de la misma mencionados en la sección 4.2.

El costo de los equipos de generación es bastante estándar entre centrales de igual capacidad instalada. Sin embargo, en casos de Centrales de altura de caída muy alta o muy baja, se deben usar tecnologías específicas (turbinas Pelton o Kaplan), cuyos costos son bastante diferentes a los de turbinas Francis de igual potencia.

Los componentes de los costos de las centrales de pasada, que representan mayor incertidumbre, ya que varían en magnitudes importantes y muchas veces inesperadamente, son los siguientes:

- Obras de captación como bocatoma, desarenador y elementos anexos, pueden presentar variaciones inesperadas cuando se hace un estudio detallado y llegar a costos muy altos.
- Canal de aducción, el cual puede ser necesario que recorra un trecho muy largo con el propósito de producir la altura de caída. El costo del canal de aducción dependerá de la topografía, geología, mecánica de suelo e hidrogeología que se encuentren a lo largo de su trazado.
- Líneas y conexiones necesarias, para entregar la energía a sistemas de distribución o directamente a clientes.
- Acceso al lugar de emplazamiento de la central y obras anexas, las cuáles puede requerir caminos de alto costo para acceder a ella con equipos e instalaciones.

- Unificación de canales, por la necesidad de unificar el curso de varios canales en un trazado común de menor pendiente, con el fin de obtener un mayor caudal y tomar mayor altura.

Los costos de inversión de una central de pasada, de menos de 20 MW, usualmente varían entre 1,5 y 2,5 millones de dólares por Megawatt de potencia instalada. Sin embargo, debe aclararse que la viabilidad de un proyecto está dada por la rentabilidad de largo plazo que el proyecto obtenga. Esta rentabilidad de largo plazo dependerá tanto de la magnitud de la inversión, como de otros factores, tales como la estabilidad o variabilidad de la hidrología, la evolución de precios de potencia y energía y la posición de la Central en el sistema Interconectado. Las rentabilidades (TIR) que usualmente exige un inversionista son del orden de un TIR de al menos el 12% anual. En estas condiciones, una Central de costo reducido puede ser menos atractiva desde el punto de vista del inversionista que una de mayor costo pero sometida a menores contingencias o que pueda obtener un mejor financiamiento.

4.4.2. Embalses

Es importante señalar que el principal costo adicional que presenta una central con un embalse mayor es precisamente esta obra, siendo en el resto muy similar a la de pasada. La magnitud de este costo adicional puede ser muy importante, estimándose que puede llegar a constituir entre un 40 a 60% del costo total de la central. Como contrapartida a los mayores costos de la Central, ésta normalmente tiene un factor de planta superior, debido precisamente a la posibilidad de manejo de los flujos de generación. El factor de planta puede definirse, en términos gruesos, como la relación entre lo que una central realmente genera, dadas sus disponibilidades de agua, y lo que podría generar si funcionara el 100% del tiempo a plena carga. Es, pues, un factor muy importante para definir la rentabilidad del proyecto, ya que indica el grado en que la inversión realmente se va a usar. Los factores de Planta pueden tener una variación extremadamente amplia, que va desde menos del 50% a más del 80%

Sin embargo, hay centrales con embalses, que desde el punto de vista económico operan como de pasada ya que los costos del embalse son asumidos total o parcialmente por la obra de riego. La principal dificultad de éstas centrales es que sirven a dos objetivos muchas veces contrapuestos, como son las diferentes opciones en cuanto a los períodos de uso del agua; la central requiere usar agua en invierno para vender energía a los precios más altos y aprovechar mejor su capacidad instalada; el riego, en cambio, requiere acumular agua en invierno para regar en verano. Esto último siempre que no se trate de un área o zona en que se riega todo el año (es el caso de los embalses Santa Juana y Puclaro).

5



DESARROLLO DE UNA CENTRAL

5. DESARROLLO DE UNA CENTRAL

5.1 Estrategia general

Debe determinarse una secuencia de etapas de tal modo que, si el Proyecto resulta no ser viable por aspectos legales, técnicos, financieros o ambientales, esa inviabilidad debe detectarse tan pronto como sea posible, a fin de evitar la realización de estudios, obras u otros esfuerzos que, a la postre, resultarían inútiles. Para ello, es necesario agotar cada nivel de Análisis (Identificación, perfil del proyecto, prefactibilidad, factibilidad y contratación) antes de comprometer recursos y tomar riesgos.

En consecuencia, el primer principio estratégico que debe seguirse en el diseño de la metodología es la **Progresividad de los estudios y compromisos**.

Un aspecto que debe ser tomado en cuenta desde las primeras etapas del proyecto es el de la determinación del valor de los derechos de agua aportados por sus propietarios.

Los participantes (dueños de derechos, inversionistas, administradores, financieros y operadores) deben contar con una clara concepción de sus responsabilidades y derechos y de los riesgos asociados.

Cada etapa tiene un costo, que determina niveles crecientes de riesgo para algunos o la totalidad de los participantes. La magnitud y responsabilidad de estos riesgos deben quedar claramente definidos al inicio de cada etapa, de tal modo que los participantes puedan tomar sus propias decisiones con un adecuado nivel de información.

Finalmente, los plazos involucrados deben conocerse con el mínimo posible de ambigüedad, lo que implica, desde el primer momento, una programación bien elaborada y fundada de cada paso del proyecto.

Es tarea del administrador del proyecto la presentación a los restantes participantes de las secuencias, plazos, estimaciones de riesgo, criterios de distribución y reparto de responsabilidades, así como de la formulación del modelo de negocio que incluye todos estos aspectos.

5.2 Descripción de las etapas

A continuación se describen las etapas que podría seguir dicho proceso de desarrollo, basado en un caso concreto de negociación entre una hidroeléctrica y una organización de regantes. La presentación tanto de las etapas como los plazos y costos es meramente referencial y no pretende argumentar que esta es la mejor o única forma de hacerlo.

► Etapa 1: Apreciación de variables críticas y definición de interés

En esta etapa se redacta un Convenio de Trabajo, mediante el cual la organización entrega exclusividad a la empresa hidroeléctrica para realizar un estudio general que permite definir su interés en estudiar en detalle el proyecto.

Tiempo estimado de duración	60 días
Costo estimado	0,5 % de la inversión

Detalles del proyecto:

- Altura, bruta y neta de generación
- Caudal y sus variaciones estacionales y anuales
- Distancia a líneas de transmisión
- Estimación preliminar de:
 - costo total basada en costos estándares;
 - capacidad de generación;
 - venta de energía y pago por potencia.

► Etapa 2: Acuerdo de entendimiento y evaluación de factibilidad

En el caso que la Organización de Regantes y la empresa Hidroeléctrica estén de acuerdo en llevar adelante el proyecto se firma un documento para reglamentar el estudio de Proyecto a nivel de prefactibilidad y realizar las gestiones para verificar su prefactibilidad técnica, ambiental y económica.

Tiempo estimado de duración	6 meses
Costo estimado	1% de la inversión

En esta etapa se estudian los siguientes antecedentes:

- Estado de derechos de aprovechamiento de aguas
- Diseño y disposición física de las instalaciones a nivel conceptual; definición de alternativas.
- Determinación de capacidad instalada y energía generable
- Costeo, a nivel de prefactibilidad, de las inversiones y costos de operación
- Apreciación de impacto ambiental
- Identificación de propietarios afectados por el Proyecto, debido a obras físicas, servidumbres o accesos
- Valor de las servidumbres
- Identificación de potenciales compradores de la producción del Proyecto y de las posibles alternativas de comercialización de la energía generable.
- Evaluación de ahorros de costos operativos o de inversión de la Asociación en sus canales de riego, como resultado de la construcción del Proyecto
- Identificación y evaluación de opciones de Desarrollo o de venta del Proyecto a terceros
- Flujo de caja del proyecto
- Necesidades y formas alternativas de financiamiento
- Decisión sobre la factibilidad técnica, económica y financiera del Proyecto.

► Etapa 3: Desarrollo de la Central

En esta etapa se firma el Acuerdo de Desarrollo del Proyecto, donde se fijan las condiciones para la construcción de la central, se establecen las condiciones económicas y beneficios de la Organización de Regantes y se acuerdan las participaciones y/o arriendos de derechos.

Esta fase es decisiva para definir si se construirá la central.

Tiempo estimado de duración	9 a 24 meses
Costo estimado	2-6% de la inversión

La duración de 9 a 24 meses, depende del tamaño y complejidad de la central; de las autorizaciones de la Dirección General de Aguas (DGA), aprobación del Estudio de Impacto Ambiental por la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA) y de la Dirección de Obras Hidráulicas (DOH).

Esta etapa comprende:

- Definición de diseño final (ingeniería básica)
- Obtención de financiamiento
- Regularización de derechos de agua
- Evaluación y aprobación ambiental
- Obtención de concesión

► Etapa 4: Construcción de la central

Supone una duración entre uno y tres años dependiendo del tamaño y la complejidad. Si es una central con embalse aún no construido, ese plazo no incluye el diseño y construcción del embalse.

En esta etapa se generan todo el resto de los costos salvo los financieros y de operación. Dependiendo del tamaño y complejidad puede durar más de hasta tres años

5.3 Matriz de responsabilidades de los participantes en el proyecto

Es útil identificar las posibles responsabilidades que caben a cada uno de los actores dentro del proyecto de desarrollo de una central hidroeléctrica, las que en definitiva dependerán del rol que efectivamente decida tener cada actor.

Estos pueden definirse a groso modo como: Los regantes que aportan sus derechos de agua, la Información sobre hidrología y las condiciones de terreno y la identificación clara de sus requerimientos de agua para riego (caudales y distribución estacional). Por otro lado, los desarrolladores son responsables de los estudios de factibilidad, diseño de Ingeniería, tramitación de permisos, construcción, operación y comercialización de la energía

En la tabla siguiente se muestra un detalle de las responsabilidades de ambos actores

**Matriz de responsabilidades y participaciones para proyecto de desarrollo
hidroeléctrico asociado a obras de riego**

Actividad	Responsabilidad	
	Regantes	Desarrolladores
DERECHOS DE AGUA	xxxxx	xxxxx
INFORMACIÓN BÁSICA		
Hidrología	xxxxx	xxxxx
Condiciones de terreno	xxxxx	
Requerimientos de riego	xxxxx	
Cultivos y rentabilidades	xxxxx	
Distribución de la propiedad del suelo	xxxxx	
Características de terreno: Topografía y mecánica de suelos	xxxxx	xxxxx
ESTUDIOS		
Prefactibilidad		xxxxx
Factibilidad		xxxxx
Ingeniería Básica		xxxxx
Ingeniería de detalle		xxxxx
EIA o DIA		xxxxx
Conectividad al Sistema Interconectado		xxxxx
Mercado		xxxxx
OBTENCIÓN DE LA CONCESIÓN ELECTRICA		xxxxx
FINANCIAMIENTO		
Evaluación y obtención		xxxxx
Garantías		xxxxx
CONSTRUCCIÓN		xxxxx
OPERACIÓN		xxxxx
CONTROL DEL USO DEL AGUA	xxxxx	xxxxx
INSTANCIAS DE DECISION		
Acuerdo preliminar	xxxxx	xxxxx
Acuerdo de Preinversión	xxxxx	xxxxx
Acuerdo definitivo de inversión y participación	xxxxx	xxxxx

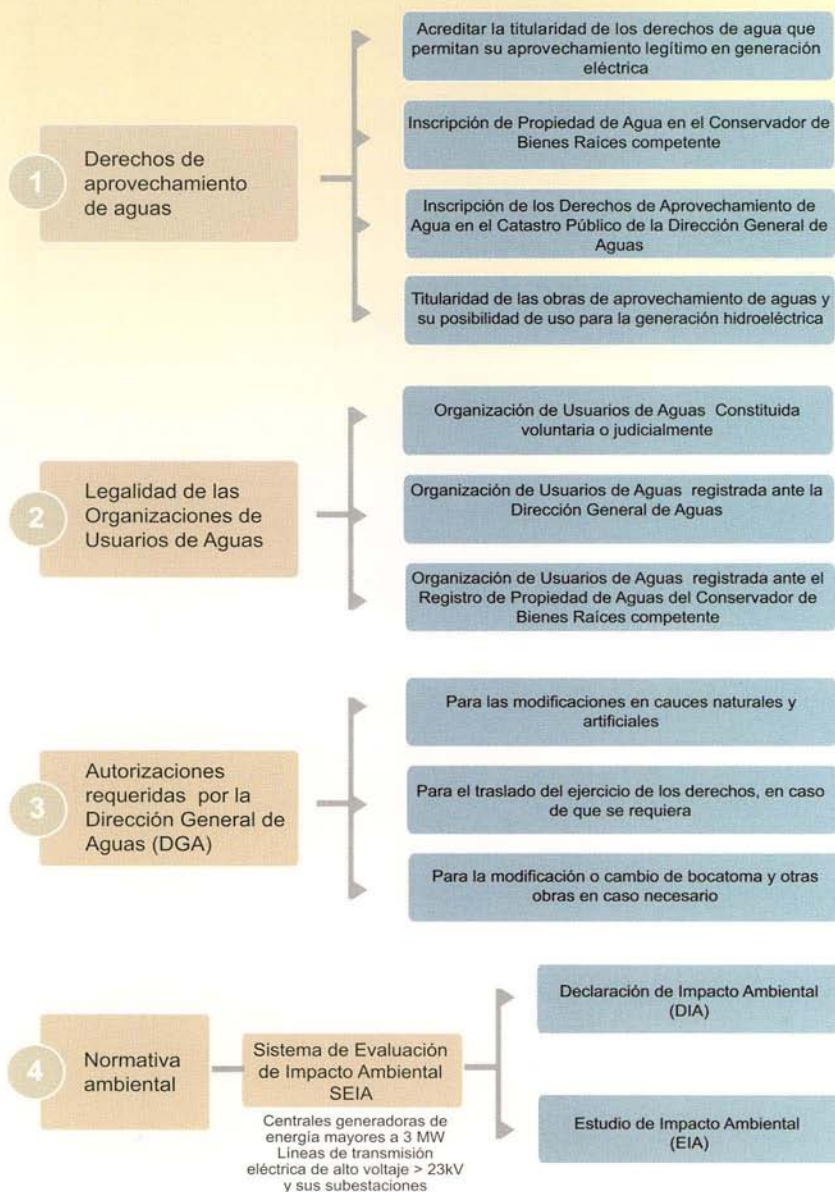
Fuente: modificado de Juan Phillips Dávila

6



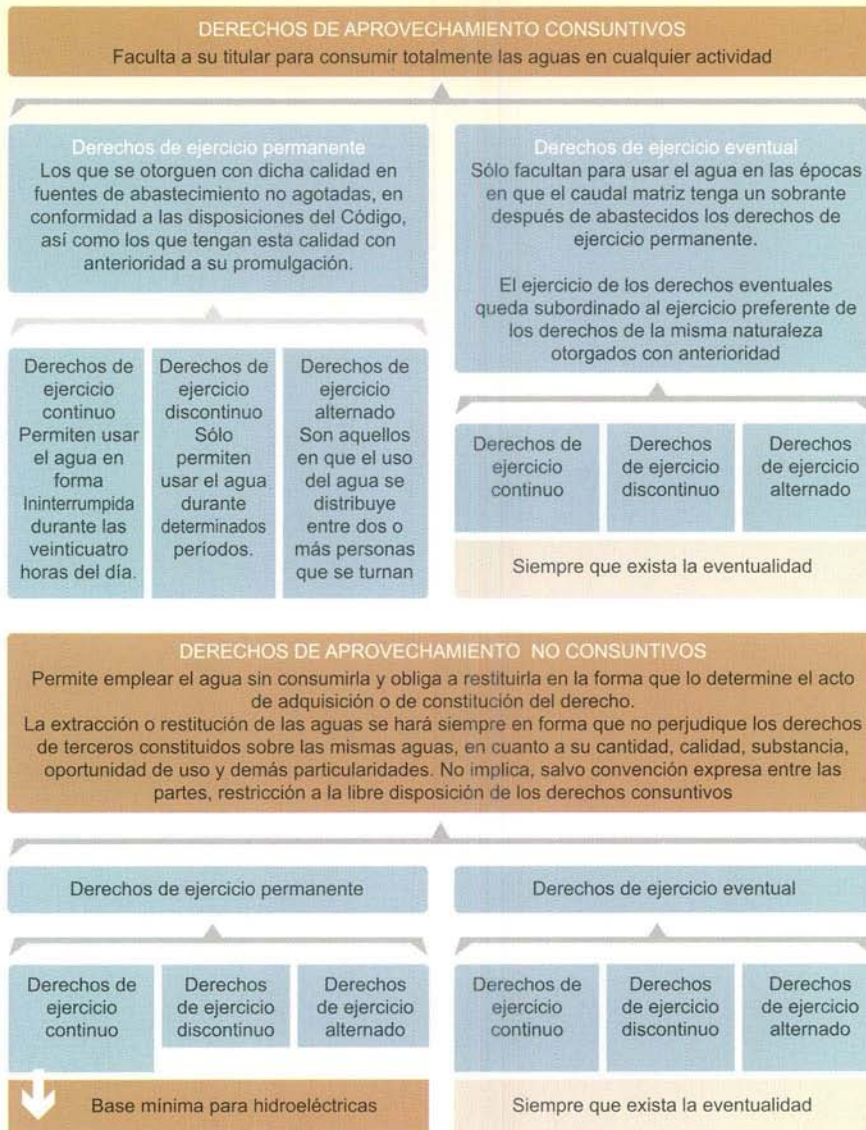
REQUISITOS LEGALES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

6. REQUISITOS LEGALES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA



Según las características de su ejercicio los derechos de aprovechamiento pueden ser:

- Consuntivos o no consuntivos
- Permanentes o eventuales
- Continuos o discontinuos o de uso alternado.



7

BIBLIOGRAFÍA

7. Bibliografía

- ▶ Brandt, Arturo. "El Mercado Internacional de Bonos de Carbono, como alternativa de inversión extranjera en Chile a través de los Mecanismos de Desarrollo Limpio. Una oportunidad de Negocios".
- ▶ Código de Aguas. Ediciones Publibley 2007
- ▶ Comisión Nacional de Energía, GTZ, CONAMA. 2007. Guía del mecanismo de desarrollo limpio para proyectos del sector energía en Chile. 2ª Edición.
- ▶ Comisión Nacional de Energía, GTZ, CONAMA, Cooperación de la República Federal de Alemania. 2006. Proyectos eólicos. Guía para la evaluación ambiental. Energías Renovables No Convencionales.
- ▶ Comisión Nacional de Riego: Documentos Internos.
- ▶ Comisión Nacional de Riego. 2007. Bases para una política de fomento de centrales hidroeléctricas asociadas a obras de riego.
- ▶ Comisión Nacional de Riego y Comisión Nacional de Energía. 2007. Estimación potencial hidroeléctrico asociado a obras de riego existentes o en proyecto.
- ▶ Endesa. 2005. Climate Initiative. Dirección de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible de Endesa y Climate Focus.
- ▶ Gross, Marcelo. 2007. Bonos de Carbono. Minuta interna de la CNR
- ▶ Ley de Fomento a la inversión privada en obras de riego y drenaje N° 18.450.
- ▶ Presidencia de la República. 2008. Mensaje N° 021-333. S.E. Presidenta de la República, señora Michelle Bachelet
- ▶ Vergara Guajardo, Luis Alberto. 2007. "Informe sobre El Marco Jurídico Chileno para el Desarrollo de Proyectos de Minicentrales Hidroeléctricas".¹

1 * Abogado U. Chile Dipl. DAE-PUC

