



**UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL**

**“ANÁLISIS DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES ACUMULATIVOS EN PROYECTOS  
DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL DEL TIPO HIDRÁULICO EN  
CHILE”**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL**

**LEONARDO ANTONIO GUAJARDO PÉREZ**

**PROFESOR GUIA:**

**MARCELO OLIVARES ALVEAL**

**MIEMBROS DE LA COMISION:**

**RODRIGO PALMA BEHNKE**

**CRISTOBAL DE LA MAZA GUZMÁN**

**SANTIAGO DE CHILE**

**AGOSTO 2012**

**RESUMEN DE LA MEMORIA  
PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL.**

POR: LEONARDO GUAJARDO P.

FECHA: 09/08/2012

PROF. GUÍA: Sr. MARCELO OLIVARES.

**“ANÁLISIS DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES ACUMULATIVOS EN PROYECTOS DE  
ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL DEL TIPO HIDRÁULICO EN CHILE”**

En el contexto del debate respecto de la matriz energética chilena, diversos sectores plantean que debería existir una participación de las ERNCs mayor al 3.56% actual. La Ley 20.257 (de Energías Renovables No Convencionales) del año 2008, obliga a las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW para comercializarla con distribuidoras o clientes finales a acreditar al año 2024 que el 10% de esta energía provenga de ERNC. Una de las tecnologías que más ha penetrado en la última década son las pequeñas centrales hidráulicas (PCHs), definidas como aquellas con potencia instalada inferior a 20 MW. Dado el tamaño de estos proyectos, comúnmente se considera que sus impactos ambientales son poco significativos. Sin embargo, la proliferación de una gran cantidad de PCHs puede producir impactos acumulativos sobre los sistemas ambientales acuáticos. El presente estudio tiene por objetivo analizar preliminarmente los impactos ambientales acumulativos asociados a un conjunto PCHs sobre los sistemas acuáticos en Chile.

Como antecedente preliminar, en el presente trabajo se caracterizó el conjunto de proyectos de PCHs ingresados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) en la última década. En base a la información disponible, se determinó que los proyectos de PCHs analizados involucran una inversión de US\$540 millones, totalizando una capacidad instalada de 288 MW. Además, se concluyó que los proyectos en estudio son de alta caída ya que aproximadamente el 86% tienen caída neta sobre los 35 m. Respecto a los caudales de diseño, el 65% de los proyectos presenta caudal de captación inferior a 6 m<sup>3</sup>/s. Las cuencas que concentran la mayor cantidad de proyectos son Río Bueno, Tolten y Maule. Estas cuencas también concentran las mayores capacidades instaladas totales.

Como parte central del trabajo, se propone un grupo de indicadores de impactos ambientales acumulativos de PCHs, que principalmente se relacionan con la distancia reducida a caudal ecológico que presentan estos proyectos. Los indicadores propuestos incluyen la distancia unitaria reducida a caudal ecológico y la fragmentación unitaria (ambas por MW de capacidad instalada), la fragmentación ponderada por el caudal ecológico, y un indicador global que combina el caudal ecológico y la distancia reducida a caudal ecológico. Cada uno de los indicadores acumulativos propuestos se calcularon a nivel de cuenca.

A partir del análisis, se determinó que el conjunto de PCHs consideradas en el presente estudio reduce a caudal ecológico una distancia de río de 605 m/MW y una distancia acumulada de 142 km de cauces en distintas cuencas hidrográficas. Este resultado contrasta con los 135 m/MW reducidos a caudal ecológico y de 89 km de distancia acumulada por el conjunto de proyectos de centrales hidroeléctricas con capacidad mayor a 20 MW ingresados al SEIA durante el mismo período. En general, la cuenca del río Imperial concentra los valores más altos para los indicadores de impacto acumulativo, a pesar de incluir solamente dos proyectos de PCHs.

Se propone como trabajo futuro validar los indicadores propuestos, así como también proponer nuevos indicadores ambientales acumulativos que no sólo consideren el medio físico, sino que además consideren otros factores como sociales, económicos y biológicos a fin de realizar una comparación de los impactos ambientales acumulativos de un conjunto de proyectos de PCHs con un conjunto de proyectos hidroeléctricos con capacidad instalada mayor a 20 MW.

A mis padres, Lucy y Gabriel ...

## **Agradecimientos**

En primer lugar, quiero agradecer a mis padres por todo el apoyo y confianza que depositaron en mí para lograr el objetivo de la titulación y ser un ingeniero, sin su ayuda me hubiese sido imposible llegar a la meta. Este logro que es terminar la Universidad, es un logro de ellos también.

También agradecer a mi polola Carolina, que me acompañó en mi última etapa de la Universidad y fue pilar fundamental también para seguir adelante y lograr la titulación. Gracias por sus consejos y paciencia que tuvo.

Finalmente, agradecer a todos mis amigos que me acompañaron en este largo, pero bonito proceso, en especial a Lalo Chandía, Jorge Carrasco, Alfredo Valenzuela, Gustavo Montaldo, Xavier Mutizabal, Nicolás Imperatore, Lucas Correa y Francisco Felis.

# Tabla de Contenidos

<b>1</b>	<b>Introducción</b>	<b>1</b>
1.1	Objetivo General	5
1.2	Objetivos Específicos	5
1.3	Alcances	5
<b>2</b>	<b>Antecedentes</b>	<b>6</b>
2.1	Revisión bibliográfica	6
2.2	Pequeñas centrales hidroeléctricas	7
2.3	Ley 20.257 (Ley de Energías Renovables No Convencionales)	8
2.4	Evaluación de Impacto Ambiental	9
2.5	Impacto Ambiental	10
2.5.1	Caudal Ecológico	13
2.5.2	Escalera de Peces	15
<b>3</b>	<b>Caracterización de proyectos hidroeléctricos de pasada chilenos de la última década</b>	<b>16</b>
3.1	Capacidad Instalada	18
3.2	Inversión	20
3.3	Altura de Caída	21
3.4	Caudal Captado	23
<b>4</b>	<b>Propuestas de indicadores de impacto ambiental</b>	<b>25</b>
4.1	Distancia Captación – Restitución	25
4.2	Fragmentación unitaria	26
4.3	Fragmentación ponderada	28
4.4	Fragmentación ponderada unitaria	29
4.5	Indicador Global	31
4.5.1	Distancia unitaria reducida a caudal ecológico	32
4.5.2	Caudal ecológico	32
<b>5</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>36</b>
5.1	Conclusiones y Discusión	36
5.2	Trabajo Futuro	37
<b>6</b>	<b>Bibliografía Consultada</b>	<b>39</b>
<b>Anexo A</b>	<b>Componentes pequeñas centrales hidroeléctricas</b>	<b>44</b>
A.1	Captación	44
A.2	Desarenador	44
A.3	Obra de seguridad	45

A.4	Cámara de carga	45
A.5	Tubería en presión	46
A.6	Obras de conducción	47
A.7	Casa de máquinas	47
A.8	Turbina	48
A.9	Subestación	48
A.10	Otras obras	49
<b>Anexo B</b>		<b>50</b>
<b>Anexo C Leyes</b>		<b>54</b>
C.1	Ley Número 20.257	54
C.2	Ley Número 20.017	57
<b>Anexo D Etapas de desarrollo de una EIA</b>		<b>59</b>
D.1	Descripción del proyecto	59
D.2	Línea de base	59
D.3	Identificación de impactos ambientales	59
D.4	Cuantificación de impactos	60
D.5	Valorización de impactos	60
D.6	Selección de alternativas	61
D.7	Mitigación, atenuación, compensación ambiental y prevención	61
D.8	Monitoreo y plan de seguimiento ambiental	61
D.9	Factibilidad ambiental	62
<b>Anexo E Métodos específicos de evaluación de impacto ambiental</b>		<b>63</b>
E.1	Reuniones de Expertos	63
E.2	Listas de Chequeo o Verificación	63
E.3	Diagramas de Flujo	63
E.4	Cartografía Ambiental o Superposición de Mapas	63
E.5	Redes	63
E.6	Matrices Causa – Efecto	64
E.7	Matriz de Leopold	64
E.8	Método de Batelle	64
<b>Anexo F Métodos para la determinación de caudales ecológicos</b>		<b>65</b>
F.1	Legislación Suiza	65
F.2	Legislación Vasca	65
F.3	Legislación Francesa	66
F.4	Legislación Asturiana	66
F.5	Legislación de Nueva Inglaterra	66
F.6	Método de Montana o Tennant	66
F.7	Método del perímetro mojado	67
<b>Anexo G Proyectos capacidad instalada mayor a 20 MW</b>		<b>68</b>

## Índice de Figuras

Figura 1-1: Matriz energética en Chile. _____	1
Figura 1-2: Potencial hidroeléctrico chileno. _____	2
Figura 1-3: Ubicación de derechos de agua no consuntivos asignados y en trámite. _____	3
Figura 1-4: Exención del peaje troncal para medios de generación no convencional en función del excedente de potencia. _____	4
Figura 2-1: Esquema del proceso de una evaluación de impacto ambiental. _____	10
Figura 2-2: Diferencia entre efecto e impacto ambiental. _____	11
Figura 2-3: Diagrama para la determinación de caudal ecológico sectorial y ambiental. _____	14
Figura 2-4: Esquema escalera de peces. _____	15
Figura 3-1: Proyectos ERNC clasificados por el SEIA. _____	18
Figura 3-2: CFA de la capacidad instalada por la totalidad de los proyectos ingresados al SEA. _____	19
Figura 3-3: Mecanismo de acreditación de excedentes para unidades hidráulicas _____	20
Figura 3-4: Inversión proyectos de ERNC. _____	20
Figura 3-5: Millones de dólares por MW de capacidad instalada. _____	21
Figura 3-6: Altura de caída de proyectos de ERNC. _____	22
Figura 3-7: Pendientes de los proyectos estudiados. _____	23
Figura 3-8: Caudal Captado por proyectos de ERNC. _____	24
Figura 4-1: Distancia de río entre el punto de captación y restitución. _____	25
Figura 4-2: Distancia unitaria de río reducida a caudal ecológico por MW de capacidad instalada. _____	26
Figura 4-3: Capacidad instalada acumulada de proyectos de ERNC en Chile. _____	27
Figura 6-1: Obra de captación. _____	44
Figura 6-2: Desarenador con vertedero lateral y compuertas de control. _____	45
Figura 6-3: Cámara de carga. _____	46
Figura 6-4: Tubería en presión. _____	47
Figura 6-5: Plano canal trapecial. _____	47
Figura 6-6: Casa de Máquinas, Central Guayacán. _____	48
Figura 6-7: Subestación. _____	49
Figura 6-8: Distancia unitaria de río reducida a caudal ecológico por MW de capacidad instalada en proyectos mayores a 20 MW de capacidad instala. _____	69

## Índice de Tablas

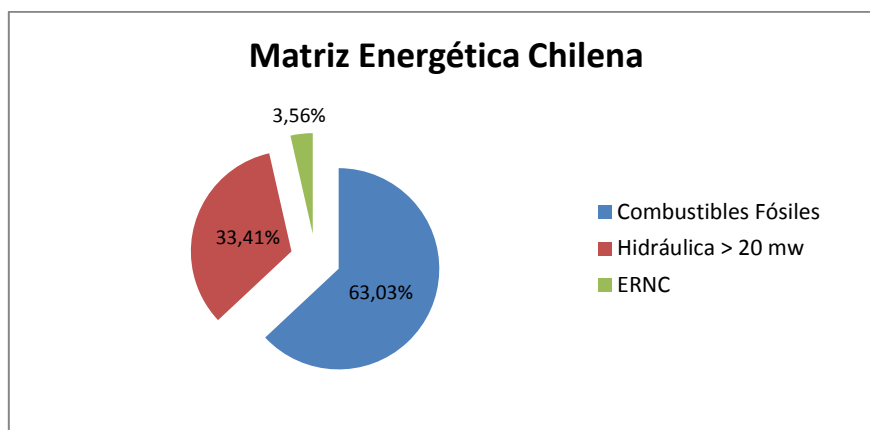
Tabla 2-1: Etapas de desarrollo de una evaluación de impacto ambiental	10
Tabla 2-2: Impactos ambientales etapa de construcción.	12
Tabla 2-3: Impactos ambientales etapa de operación.	13
Tabla 3-1: Listado Proyectos hidráulicos de ERNC.	17
Tabla 4-1: Distancia de río reducida a caudal ecológico por MW de capacidad instalada por cuenca.	27
Tabla 4-2: Longitud de principales cuencas hidrográficas chilenas.	28
Tabla 4-3: Resultados Tramo de río ponderado.	29
Tabla 4-4: Resultados Tramo de río ponderado unitario.	30
Tabla 4-5: Peso de los impactos.	32
Tabla 4-6: Rango de valores distancia captación - restitución.	32
Tabla 4-7: Rango de valores caudal ecológico.	32
Tabla 4-8: Resultados indicador impacto global.	33
Tabla 4-9: Resultado indicador impacto global con $w_1 = 0.7$ y $w_2 = 0.3$ .	34
Tabla 4-10: Resultado indicador impacto global con $w_1 = 0.6$ y $w_2 = 0.4$ .	34
Tabla 4-11: Resultado indicador impacto global con $w_1 = 0.5$ y $w_2 = 0.5$ .	35
Tabla 6-1: Aspectos ambientales de la etapa de construcción de una PCH.	50
Tabla 6-2: Aspectos ambientales de la etapa de operación de una PCH.	52
Tabla 6-3: Aspectos ambientales de la etapa de abandono de una PCH.	53
Tabla 6-4: Caudales ecológicos definidos por la legislación suiza.	65
Tabla 6-5: Porcentaje del caudal natural medio anual en función de la cuantificación de la calidad del hábitat.	67
Tabla 6-6: Listado Proyectos hidráulicos con capacidad instalada mayor a 20 MW.	68



# 1 Introducción

En los últimos años, se ha discutido cual debería ser la matriz energética de Chile. Diversos sectores ambientales y políticos opinan sobre el tema y muchos de ellos concuerdan en que deberían existir mayores proyectos de energía renovable no convencional (ERNC) (CADE, 2011), ya que se cuenta con recursos naturales para producir este tipo de energía que promueve el desarrollo energético eficiente, el suministro seguro y sustentabilidad ambiental (Estrategia Nacional de Energía, 2012).

Hasta el año 2011, el 63% de la energía en Chile provenía de combustibles fósiles, 33.4% de la hidráulica mayor a 20 MW de capacidad instalada y sólo el 3.6% era ERNC (CNE, 2011). La demanda conjunta de energía para el año 2030 debiera aumentar a 25000 MW (PROGEA, 2008) en el Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). En la Figura 1-1 se observa la matriz energética chilena.

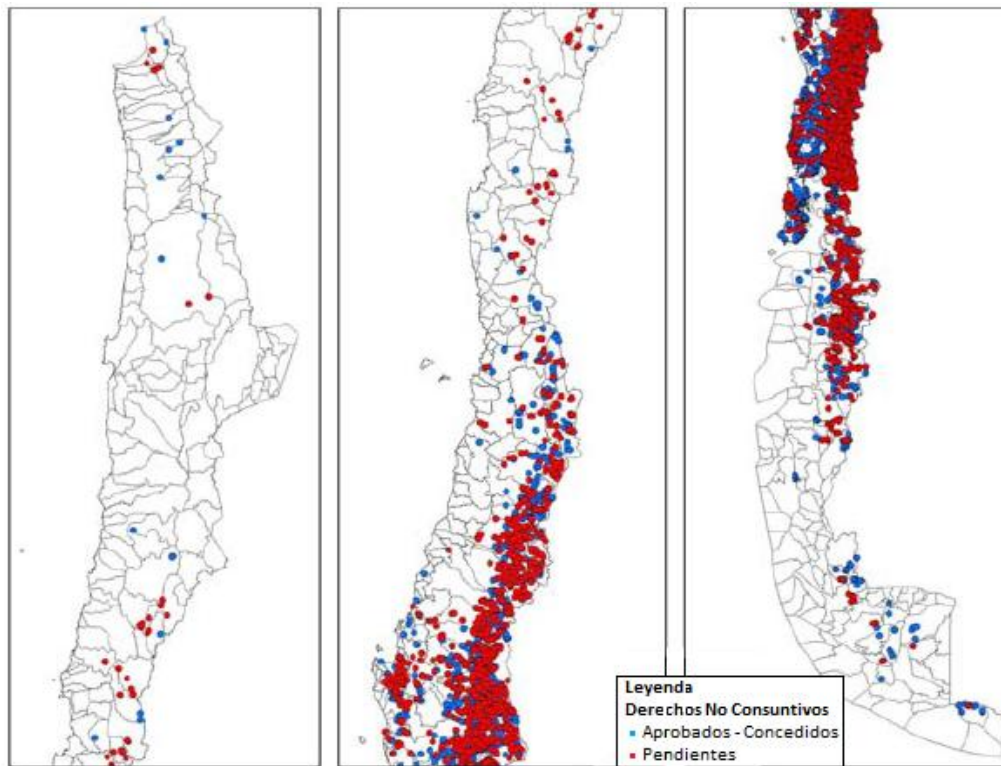


**Figura 1-1:** Matriz energética en Chile.

(Fuente: Elaboración propia en base a datos de CNE a Diciembre de 2011).

La Ley 20.257 (Ley de Energías Renovables No Convencionales), que entró en vigencia el 1 de Abril de 2008, establece la obligación para las empresas eléctricas que efectúan ventas de energía a clientes finales que acrediten que un porcentaje de la energía comercializada provenga de ERNC. Entre los años 2010 y 2014, la obligación de suministrar ERNC es de 5%. A partir del año 2015, este porcentaje se incrementará en 0.5% anual, hasta llegar al 10% el año 2024. Esta ley incentivó la formulación de nuevos proyectos, que incluyen proyectos eólicos, de biomasa, solares, geotérmicos, mareomotriz y proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas que son aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia instalada máxima sea inferior a los 20 MW. El presente trabajo se centra en proyectos de mini centrales hidráulicas, específicamente en proyectos mayores a 3 MW y menores a 20 MW. El motivo de por qué proyectos mayores a 3 MW es porque según el artículo 10 letra c) de la Ley 19.300 dice que las centrales generadoras de energía mayores a 3 MW deben someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental.

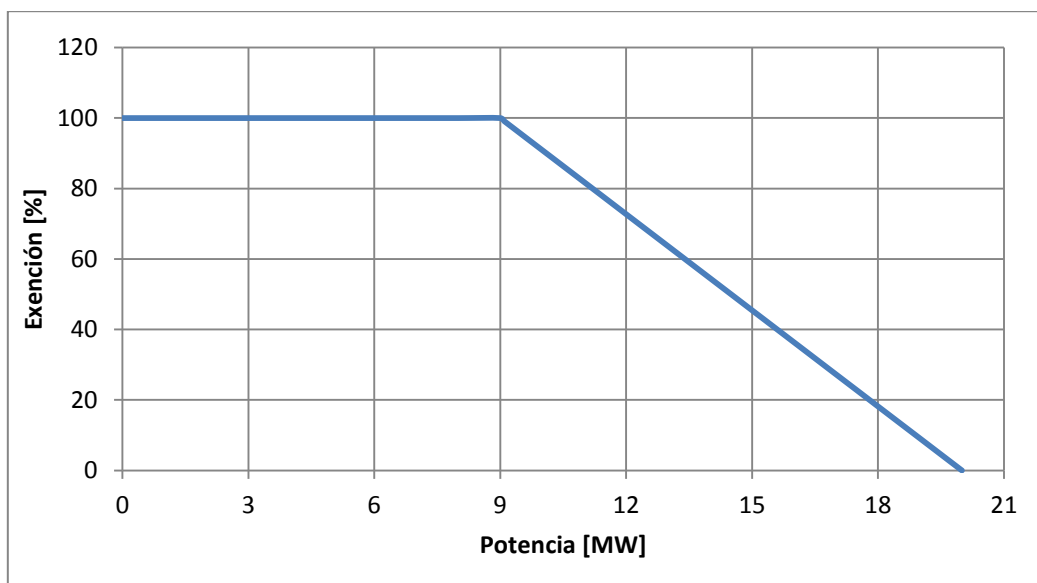




**Figura 1-3:** Ubicación de derechos de agua no consuntivos asignados y en trámite.

(Fuente: CADE, 2011).

Además de la Ley 20.257, en los últimos años se han realizado modificaciones legales para asegurarle a estas fuentes de energía el acceso a las líneas de transmisión, se crearon en la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO) subsidios a los estudios de pre inversión y líneas de financiamiento preferencial, se realizaron estudios y campañas de medición para dimensionar e identificar los recursos disponibles, y se creó el Centro de Energías Renovables, entre otras medidas (CADE, 2011). También, se abre el mercado spot que es para intercambio inmediato de electricidad a costo marginal instantáneo (en el caso de Chile, es cerrado a los generadores) (Palma et al., 2009) y se asegura el derecho a conexión a las redes de distribución a pequeñas centrales hidráulicas menores a 20 MW de capacidad instalada, con lo que aumentan las opciones de comercialización de la energía y potencia de dichas centrales. Adicionalmente, se establece una exención de pago de peajes por el sistema de transmisión troncal para los Medios de Generación cuya fuente sea No Convencional (con un tratamiento diferenciado para unidades menores a 9 MW de las mayores a 9 MW y hasta 20 MW). Para aquellas unidades con potencia entre 9 y 20 MW, la exención de peajes se determina mediante un ajuste proporcional, siendo completa (100%) para 9 MW y nula para medios de generación con 20 MW o más (Palma et al., 2009). La Figura 1-4 muestra la aplicación de este esquema.



**Figura 1-4:** Exención del peaje troncal para medios de generación no convencional en función del excedente de potencia.

(Fuente: Palma et al, 2009. Modificado).

Sin embargo, el desarrollo de nuevos proyectos hidroeléctricos conlleva una serie de impactos ambientales asociados, que de acuerdo con la Ley 19.300 es “La alteración del medio ambiente, provocada directa o indirectamente por un proyecto o actividad en un área determinada”. Debido al tamaño de estos proyectos, comúnmente el impacto ambiental generado por cada uno es mínimo, pero si se analizaran estos impactos en forma conjunta se podrían observar resultados que no son percibidos al analizarlos por separado. Para abordar este problema, se introduce el concepto de impacto acumulativo que “son los impactos que resultan de una acción propuesta, y que se incrementan al añadir los impactos colectivos o individuales producidos por otras acciones” (Espinoza, 2007).

Del análisis de los antecedentes extraídos del informe de la Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE, 2011) se infiere un escenario futuro con respecto a la utilización de este tipo de tecnología, en cuanto a las ventajas, potencial disponible y políticas establecidas entre otros aspectos. En el año 2011, CADE consideró que por su magnitud, la generación de hidroelectricidad en las regiones X y XI es una fuente de energía potencial muy relevante para la matriz eléctrica futura.

Las ventajas de promover este tipo de tecnología en la zona sur del país son:

- Baja correlación con variabilidad hidrológica de la zona centro del SIC.
- Confiabilidad y regularidad de producción.
- Baja emisión de Gases Efecto Invernadero (GEI).
- Ventajas estratégicas asociadas a la reducción de la dependencia energética de combustibles importados.

Además, los estudios realizados indican que el aprovechamiento de estos recursos podría permitir tener la seguridad de disponer de energía a partir de la década del 2020 a costos inferiores y más estables a los previstos sin este tipo de energía (CADE, 2011).

A continuación se describen los objetivos del presente trabajo.

## **1.1 Objetivo General**

- Analizar preliminarmente los impactos ambientales acumulativos asociados a un conjunto de proyectos de mini centrales hidráulicas sobre los sistemas acuáticos en Chile.

## **1.2 Objetivos Específicos**

- Caracterizar el conjunto de proyectos de mini centrales hidráulicas aprobados o en proceso de aprobación en el Sistema de Evaluación Ambiental (SEA).
- Proponer uno o un conjunto de indicadores de impactos ambientales acumulativos, asociados a mini centrales hidráulicas para Chile.
- Estimar preliminarmente los impactos ambientales acumulativos a nivel de cuenca hidrográfica de proyectos hidroeléctricos que se encuentran en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).

## **1.3 Alcances**

En el presente estudio, se pretende mostrar un cuadro general de las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) en Chile por lo cual no se realiza una comparación cuantitativa con grandes proyectos de generación hidroeléctrica.

Sólo se proponen indicadores de impacto ambiental acumulativo sobre el medio físico, específicamente el medio acuático.

El procesamiento de la información y los cálculos desarrollados, se realizan utilizando la información de los proyectos disponibles en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).

En el presente estudio, sólo se consideraron proyectos de ERNC del tipo hidráulico desde el 1 de Enero del 2000 al 31 de Mayo de 2011 ingresados al SEA de la tipología “Centrales generadoras de energía mayores a 3 MW”

## 2 Antecedentes

### 2.1 Revisión bibliográfica

La concepción que el hombre ha tenido sobre los recursos ha ido marcando su relación con el agua. La idea del recurso hídrico como algo imperecedero, que podía ser controlado, manejado y manipulado, imperó durante siglos. Todavía en el siglo pasado se pensaba que los beneficios económicos producto del control y manejo del agua eran mayores que los costos. Sin embargo, se ha demostrado que esta concepción dista mucho de la realidad (Postel et al., 2003). Los daños causados a los sistemas acuáticos, especialmente a los ríos, producto del mal manejo que se les ha dado, son cada vez más evidentes a nivel local y global. Cada vez es más urgente la necesidad de conocer el estado que tienen los ríos para tratar de revertir algunos de los daños causados a su integridad (Richter et al., 1996). Por este motivo, surge la inquietud por desarrollar indicadores de impactos ambientales que son vistos hoy en día como herramientas necesarias para dirigir el curso de las acciones hacia un futuro sustentable (Orea, 2002).

El uso del agua y de la tierra por parte del hombre está alterando alarmantemente los regímenes hidrológicos. Una de las causas directas de ésta alteración es la construcción de presas, embalses, canales y otras obras derivadoras (Richter et al., 1996). La modificación a los caudales produce no sólo una alteración biofísica de los ecosistemas sino también implica una disminución en los servicios que pueden ofrecer, como la recarga de acuíferos o la conservación de la biodiversidad (Jiménez et al., 2005).

Todas estas alteraciones y fragmentaciones de los ríos tienen implicaciones importantes a nivel de toda la cuenca de drenaje (Nilsson et al., 2005). La pérdida de integridad ecológica, la disminución del volumen y arrastre de sedimentos y los cambios en la temperatura, calidad y cantidad del agua, tienen un impacto directo a lo largo de los cauces especialmente en las desembocaduras (Douglas, 2007). Los ecosistemas de la cuenca dependen de la calidad y cantidad de agua y el aporte de sedimentos cuenca arriba, poniendo en riesgo no solo a las poblaciones animales y vegetales ribereñas y costeras, sino que también la subsistencia de muchas poblaciones humanas (Postel et al., 2003).

La creencia en la actualidad es que las pequeñas centrales hidroeléctricas son un sustituto de las grandes centrales, ya que son una fuente de energía limpia que tienen un impacto negativo mínimo o nulo sobre el medio ambiente (Kosnik, 2008). Esta creencia de que son una fuente limpia y verde de energía, con ninguno de los problemas medioambientales que asedian a las grandes centrales, ha generado una oleada mundial por el aprovechamiento de esta tecnología; tal es el caso de China que es el mayor usuario de PCH con más de cien mil sistemas actualmente en funcionamiento (Zhou et al., 2009). Otros, sostienen que las pequeñas centrales hidroeléctricas causen, por kw de energía generada, impactos ambientales adversos no menos importantes que las grandes centrales hidroeléctricas u otras fuentes convencionales de energía (Abbasi, 2011; Anderson et al., 2006). Desde esta perspectiva (kw de energía generada), el impacto de un gran proyecto puede ser significativamente menor que el impacto acumulativo de muchas pequeñas centrales hidroeléctricas, dada la diversidad de ecosistemas que se verán afectados por estos proyectos (Égré et al., 1999). Los impactos acumulativos, son los que resultan de una acción

propuesta, y que se incrementan al añadir los impactos colectivos o individuales producidos por otras acciones (Espinoza, 2007).

En muchas ocasiones los impactos ambientales son imperceptibles para la población, ya que las PCH se encuentran en zonas aisladas, pero éstos son susceptibles de generar algún impacto ambiental significativo, en particular sobre la estética, el carácter de los paisajes locales y el medio ambiente acuático aguas abajo de la bocatoma en términos de procesos físicos, químicos y biológicos (Pinho et al., 2007).

La conectividad fluvial longitudinal ha sido reconocida como fundamental para el funcionamiento de los ecosistemas fluviales en una cuenca (Nilsson et al., 2005). Sin embargo, esta propiedad ha sido interrumpida en más de la mitad de los grandes sistemas fluviales del mundo y en un número desconocido de los sistemas fluviales más pequeños por la construcción de represas y PCH (Anderson et al., 2006). Por esto, los ríos y sus ecosistemas utilizados para la generación de energía hidroeléctrica se transformaron fundamentalmente debido a la fragmentación de los cauces y la alteración en el caudal de los ríos. Además, la superficie total afectada por una PCH puede extenderse más allá de la suma de las áreas ocupadas por las estructuras que la conforman y también hay que tener en cuenta el tramo de río entre el punto de captación y restitución de las aguas, así como los terrenos adyacentes que se ocupa en la subestación, líneas de transmisión y vías de acceso a la planta (Pinho et al., 2007).

Las reducciones de caudal en los ríos son un gran impacto ecológico asociado con las represas y PCH. Estas reducciones afectan las características físicas del flujo (velocidad, transporte de sedimento, temperatura del agua) que alteran la cantidad y calidad del hábitat acuático (Anderson et al., 2006).

Otro impacto importante que genera el desarrollo de las PCH es sobre las poblaciones de peces en general. La construcción de PCH ha tenido un efecto más significativo en los peces fluviales que en cualquier otra actividad humana (Barrella et al., 2003). Sin embargo, la magnitud de estos cambios y de las escalas de tiempo que se producen depende del tamaño de la bocatoma que representa una barrera para la migración de estos (Abbasi, 2011). La medida de mitigación más utilizada para minimizar el impacto generado por la barrera en la migración de los peces es la construcción de las escaleras de peces (Santos et al., 2006). Estudios realizados en PCH de Portugal mostraron que no hay diferencia significativa en la abundancia relativa de especies aguas arriba y aguas debajo de la bocatoma y que la diferencia se podría esperar en las presas sin escalera de peces o cuando existe un mal diseño de estas (Santos et al., 2006). En Chile, solo seis de los proyectos estudiados en el presente informe tiene este tipo de mitigación.

Finalmente, un análisis espacial puede ser utilizado como una herramienta de predicción o planificación para considerar los efectos de las represas en el futuro, en un contexto a escala de la cuenca (Rojanamon et al., 2009), que no sólo se base en los análisis técnicos y económicos de los proyectos, sino que también consideren los impactos de la energía, impactos sobre los recursos acuáticos, agricultura, sociales y ambientales en general (Almeida et al., 2005).

## **2.2 Pequeñas centrales hidroeléctricas**

Las centrales hidroeléctricas requieren construir obras civiles que permitan captar agua de un río, lago o embalse y trasladarla hasta los equipos de generación y su posterior restitución (Harambour, 2003). En este proceso es necesario minimizar las pérdidas de tal forma de lograr un mayor desnivel energético con el consecuente aumento en la generación (Mery, 2007).

Las centrales se pueden dividir entre las centrales de embalse y las centrales de pasada. Las primeras aprovechan el agua de un embalse u otro cuerpo de agua que posibilite la regulación del caudal afluente y de la altura de generación, de tal forma de independizar la generación de las condiciones hidrológicas de la cuenca. El desnivel energético se consigue descargando el agua en un cuerpo con una cota más baja que el primero (Ordoñez, 2011). Las centrales de pasada captan agua desde un río sin mediar obras que permitan regular el caudal afluente, por lo que la capacidad de generación queda supeditada a la disponibilidad del caudal. El desnivel se obtiene transportando el caudal captado hasta una cámara de carga situada a mayor cota que el punto donde se proyecta restituir dicho recurso hídrico (Ordoñez, 2011).

La potencia se calcula como el producto entre las eficiencias de los equipos mecánicos, el peso específico del agua, el caudal turbinado y la altura neta de caída:

$$P = 9,8 * \eta * Q * H \quad (1)$$

De acuerdo a esto la potencia depende esencialmente del caudal aprovechable y la altura neta de caída (diferencia entre la altura bruta y las pérdidas de carga). Por esta razón, se pretende siempre captar el mayor caudal posible, maximizar el desnivel y minimizar las pérdidas dentro de las obras civiles (Ordoñez, 2011).

Las obras civiles de estos proyectos se construyen para captar, conducir y restituir el caudal, así como para contener el equipo electromecánico. Si bien las centrales de paso pueden tener distintas configuraciones dependiendo principalmente de la topografía del lugar, es posible identificar componentes comunes, los que se describen en el Anexo A.

### **2.3 Ley 20.257 (Ley de Energías Renovables No Convencionales)**

De la revisión de la Ley 20.257 de energías renovables no convencionales publicada el 1 de Abril de 2008 en el diario oficial (Ministerio de Economía, 2008) (Anexo C) se desprenden algunos puntos importantes que se destacan a continuación.

Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW (SIC y SING) para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, deberá acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados.

La obligación de suministrar energía renovable no convencional será de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación el año 2015 deberán cumplir con un 5,5%, los del año 2016 con un 6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 10%.

La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación a que se refiere este artículo al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada MW/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 MW/hora de déficit.

La obligación regirá a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.



Cualquier empresa eléctrica que exceda el porcentaje de inyecciones de ERNC 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.

El cumplimiento de la obligación referida deberá efectuarse con medios de generación renovables no convencionales que introduce esta ley, propios o contratados, que se hayan interconectado a los sistemas eléctricos con posterioridad al 1 de enero de 2007.

## **2.4 Evaluación de Impacto Ambiental**

De acuerdo con Artículo 2 letra j) de la Ley 19.300, de Bases Generales Del Medio Ambiente, la Evaluación de Impacto Ambiental es “El procedimiento, a cargo de la Comisión Nacional del Medio Ambiente o de la Comisión Regional respectiva, en su caso, que, en base a Estudios de Impacto Ambiental o Declaraciones de Impacto Ambiental determina si el impacto ambiental de una actividad o proyecto se ajusta a las normas vigentes”.

El objetivo de una evaluación de impacto ambiental es prevenir conflictos atribuibles a la construcción, operación o abandono de un proyecto, estableciendo medidas de mitigación de los impactos no deseados o negativos, planes de seguimiento o monitoreo, recomendando las mejores alternativas desde el punto de vista ambiental y definiendo la factibilidad ambiental del proyecto.

El titular del proyecto o actividad que se somete al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) lo hace presentando una Declaración de Impacto Ambiental (DIA), salvo que dicho proyecto genere o presente alguno de los siguientes efectos, características o circunstancias contemplados en el artículo 11 de la Ley 19.300, caso en el cual deberá presentar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA):

- Riesgo para la salud de la población, debido a la cantidad y calidad de efluentes, emisiones y residuos.
- Efectos adversos significativos sobre la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables, incluido el suelo, agua y aire.
- Reasentamiento de comunidades humanas, o alteración significativa de los sistemas de vida y costumbres de los grupos humanos.
- Localización en o próxima a poblaciones, recursos y áreas protegidas, sitios prioritarios para la conservación, humedales protegidos, glaciares, susceptibles de ser afectados, así como el valor ambiental del territorio en que se pretende emplazar.
- Alteración significativa, en términos de magnitud o duración, del valor paisajístico o turístico de una zona.
- Alteración de monumentos, sitios con valor antropológico, arqueológico, histórico y, en general, los pertenecientes al patrimonio cultural.

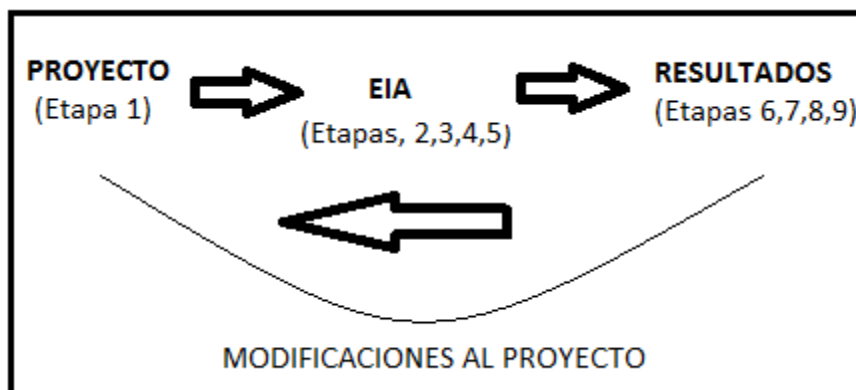
En el Título II del Reglamento del SEIA se establecen un conjunto de variables y criterios que especifican el alcance de los efectos, características o circunstancias antes indicados.

El proceso de evaluación de impacto ambiental atribuible a un proyecto, tiene habitualmente nueve etapas de desarrollo, que se han sintetizado en la Tabla 2-1. A su vez, en la Figura 2-1 se ha presentado en forma esquemática la relación de un proyecto con la evaluación, sus etapas de desarrollo, los resultados y la eventual retroalimentación que éstos producen en el proyecto. El detalle de las etapas se encuentra en el Anexo C.

**Tabla 2-1:** Etapas de desarrollo de una evaluación de impacto ambiental

(Fuente: SEIA).

N°	Etapa	Descripción
1	Descripción del proyecto.	Definición del área de influencia y de las actividades durante la construcción y operación del proyecto.
2	Línea base.	Estado y valores de variables ambientales relevantes, en la situación sin proyecto.
3	Identificación de impactos ambientales.	Definición de los impactos ambientales, su descripción y asignación de características cualitativas.
4	Cuantificación de impactos ambientales.	Determinación de valores a variables ambientales en la situación con proyecto.
5	Valorización de los impactos.	Análisis de los impactos determinados, con respecto a la percepción ambiental de las personas afectadas y de las consecuencias para el proyecto.
6	Selección de alternativas.	Determinar la mejor alternativa del diseño, proceso de construcción o forma de operación del proyecto, desde el punto de vista ambiental.
7	Mitigaciones.	Definición de medidas mitigatorias o de compensación ambiental y su incorporación en los costos y especificaciones del proyecto.
8	Plan de seguimiento o monitoreo.	Definición de mediciones periódicas de variables ambientales y de acciones de control y seguimiento durante la fase de operación.
9	Factibilidad ambiental.	Determinación si el proyecto es ambientalmente factible, dado los resultados anteriores.



**Figura 2-1:** Esquema del proceso de una evaluación de impacto ambiental.

(Fuente: Elaboración propia).

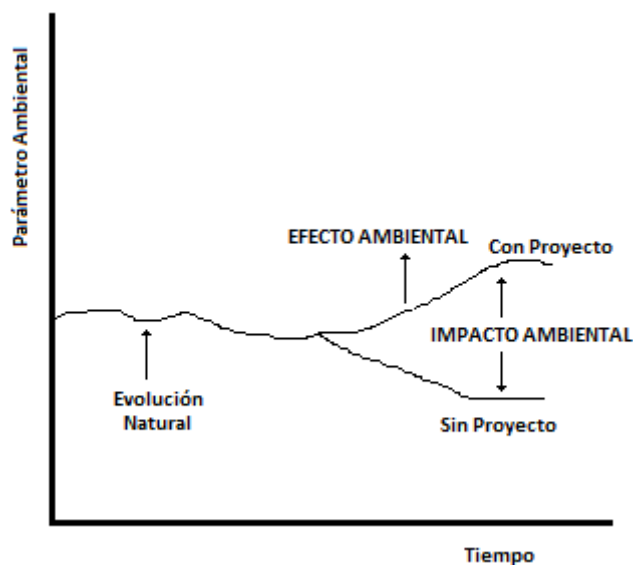
## 2.5 Impacto Ambiental

De acuerdo con Artículo 2 letra k) de la Ley 19.300, de Bases Generales Del Medio Ambiente, el impacto ambiental es “La alteración del medio ambiente, provocada directa o indirectamente por un proyecto o actividad en un área determinada”.

Algunos lo definen como los cambios espaciales y temporales de un parámetro ambiental como resultado de la interacción de una acción humana en particular, en comparación con lo que hubiese ocurrido si la situación no se hubiese dado (Espinoza, 2007). Otros definen los impactos como las alteraciones significativas, de carácter negativo o beneficioso, que se producen en el ambiente como resultado de una actividad humana. En ambos casos debe tenerse claridad sobre

los umbrales de aceptabilidad respecto al deterioro ambiental y los elementos del ambiente que deben ser protegidos (Espinoza, 2007).

Cabe recordar la diferencia entre efecto e impacto. El primero se refiere a cualquier variación o modificación de los factores ambientales por la acción de un proyecto (Figura 2-2). El segundo vincula la valoración del grado de significancia positiva o negativa producida sobre la calidad ambiental.



**Figura 2-2:** Diferencia entre efecto e impacto ambiental.

(Fuente: BID, 2001. Modificado).

Uno de los procesos de mayor importancia y dificultad en la evaluación de impacto ambiental es la identificación y valorización de impactos ambientales. Se han desarrollado múltiples metodologías que permiten responder a las exigencias de la evaluación de impacto ambiental, las que han evolucionado rápidamente en la última década. Estas metodologías o herramientas están desarrolladas para identificar, predecir y valorar los impactos ambientales provocados por un proyecto. Una metodología puede ser más útil cuando se ajusta a las necesidades del usuario, al ambiente afectado y a las características del proyecto. Caso a caso, se determina cuál de las herramientas disponibles es más efectiva para analizar la propuesta en particular (Ordoñez, 2011).

Las metodologías corresponden a enfoques que desarrollan la identificación, predicción y evaluación de los impactos ambientales de un proyecto. Los impactos pueden ser establecidos cuantitativamente con indicadores, o cualitativamente según criterios de valoración preestablecidos (Espinoza, 2007). La serie de estimaciones previstas por las metodologías conforman una proyección de las consecuencias de la propuesta sobre el ambiente. Esto constituye el marco de análisis para tomar una decisión conjunta con otras variables del desarrollo.

Cabe mencionar que, además de los impactos directos identificados en la evaluación de impacto ambiental, también existen otra clase de impactos:

- **Impactos Indirectos:** Impactos secundarios o adicionales que podrían ocurrir sobre el ambiente como resultado de una acción humana.
- **Impactos Acumulativos:** Impactos que resultan de una acción propuesta, y que se incrementan al añadir los impactos colectivos o individuales producidos por otras acciones.
- **Impactos Sinérgicos:** Impactos producidos como consecuencia de varias acciones y cuya incidencia final es mayor a la suma de las incidencias parciales de las modificaciones causadas por cada una de las acciones que las genera.

Los métodos (cualitativos y cuantitativos) de mayor relevancia que permiten identificar los impactos ambientales son: las reuniones de expertos, las listas de chequeo o verificación, los diagramas de flujo, la cartografía ambiental o superposición de mapas, las redes, matrices causa-efecto, matriz de Leopold y método de Batelle. (Espinoza, 2007) (Anexo E). Estos métodos no son excluyentes entre sí, sino que cada uno presenta ciertas ventajas respecto a cada situación particular de análisis siendo muchas veces complementarios. Los métodos anteriormente mencionados, tienen la desventaja de no expresar impactos ambientales acumulativos, ya que éstos sólo indican el impacto de los proyectos en forma individual.

Los impactos ambientales se pueden definir con las siguientes características (Gómez Orea, 2002):

Carácter. Positivo o negativo.

Magnitud. Cualitativo (alto, medio, bajo) o cuantitativo expresado en alguna escala definida.

Significado. Resultado o consecuencia del impacto.

Tipo. Directo o indirecto.

Duración. Tiempo de duración del efecto, ya sea temporal o permanente.

Riesgo. Se puede expresar como probabilidad o en forma cualitativa (alto, medio, bajo).

En la Tabla 2-2 y Tabla 2-3 se presentan posibles impactos ambientales generados por las actividades de las pequeñas centrales hidroeléctricas sobre los sistemas acuáticos (Ordoñez, 2011; SERNAPESCA, 2012; Norconsult, 2011). En el Anexo B se muestran los principales aspectos ambientales de las etapas de construcción, operación y abandono.

**Tabla 2-2:** Impactos ambientales etapa de construcción.

(Fuente: Ordoñez, 2011; SERNAPESCA, 2012; Norconsult, 2011).

Aumento de sólidos en suspensión.
Modificación de mecánica fluvial del río.
Riesgo de deterioro de la calidad del agua.
Intervención en red de drenaje y/o quebradas.

**Tabla 2-3:** Impactos ambientales etapa de operación.

(Fuente: Ordoñez, 2011; SERNAPESCA, 2012; Norcunsult, 2011).

---

Modificación del régimen hidrológico y mecánica fluvial del río.

Cambios en el hábitat de la fauna acuática.

Riesgo de deterioro de la calidad del agua.

Alteración del nivel estático en acuíferos cercanos.

---

En la etapa de operación del proyecto se presentan pocos, pero importantes impactos ambientales, en particular aquellos relacionados al manejo de caudales para generación. Este manejo afecta de gran forma las condiciones hidrológicas, sedimentológicas y mecánicas del río. Una de las medidas de mitigación sobre el medio físico, específicamente el acuático es la mantención de un caudal mínimo o “caudal ecológico” que permita establecer condiciones mínimas para la conservación y viabilidad de la biota acuática. Otra, es la construcción de escalera de peces.

### **2.5.1 Caudal Ecológico**

La Dirección General de Aguas (DGA) define el caudal ecológico como “Caudal mínimo que debieran tener los ríos para mantener los ecosistemas presentes, preservando la calidad ecológica”. Existe, principalmente, dos modelos para definir este caudal, el hidrológico y el ecohidráulico. El primero considera un determinado porcentaje del caudal natural del río y el segundo contempla los requerimientos reales por parte de los usuarios.

En relación a métodos de criterio hidrológico, la DGA indica los siguientes:

$Q_{\text{ecológico}} = 10\%$  del caudal medio anual.

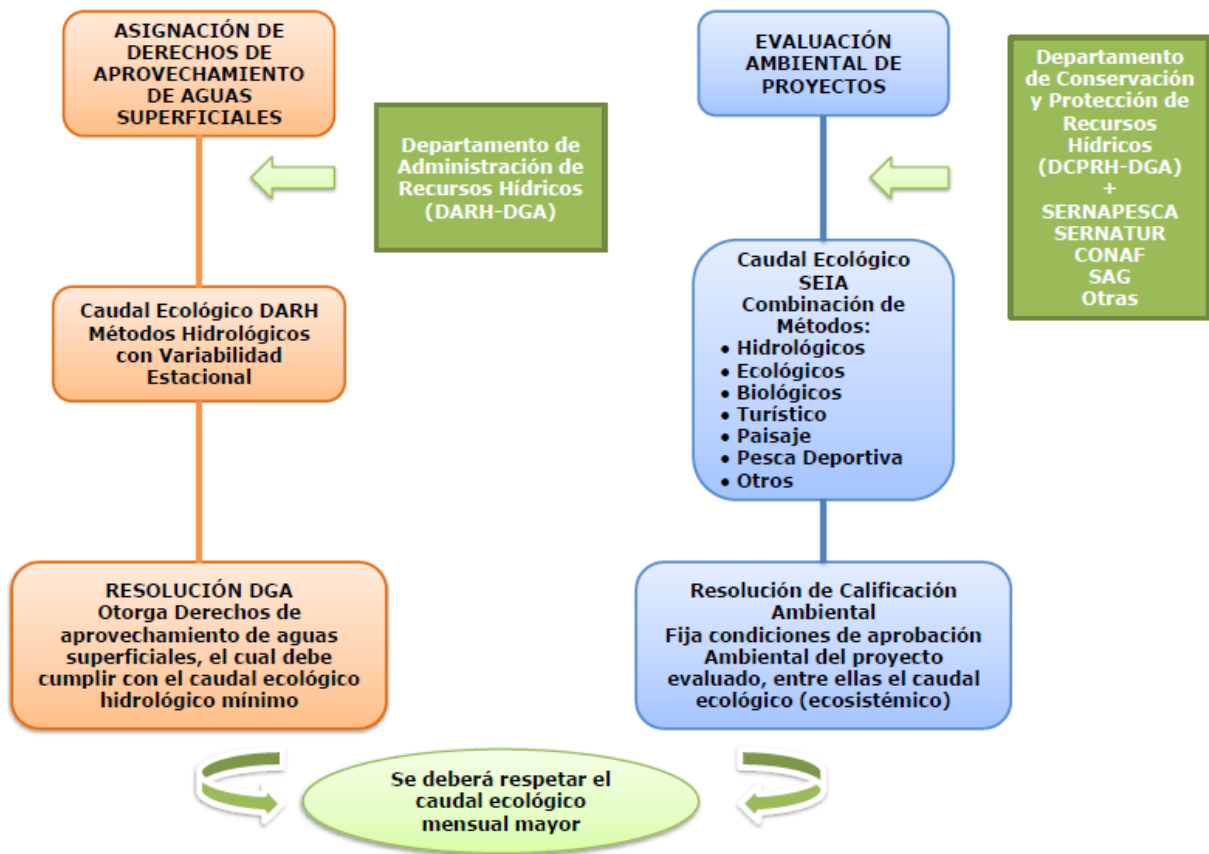
$Q_{\text{ecológico}} = 50\%$  del caudal mínimo del estiaje del año 95 %.

$Q_{\text{ecológico}} =$  Caudal que es excedido al menos 330 días al año.

$Q_{\text{ecológico}} =$  Caudal que es excedido al menos 347 días al año.

En relación a los criterios que lo definen según los requerimientos reales por parte de los usuarios, la DGA no tiene una recomendación general para elegir uno u otro método, pero si sugiere que la estadística hidrológica que se requiere para la aplicación de estos métodos de base hidrológica, en forma óptima, debe considerar un mínimo de 25 años, con una estadística a nivel medio mensual (Centro de Ecología Aplicada, 2008). Cabe hacer notar que el organismo se encuentra elaborando actualmente un reglamento para el cálculo de caudales ecológicos. Otros métodos para la determinación de caudales ecológicos, se muestran en el Anexo F.

Los métodos más utilizados para el cálculo del valor del caudal ecológico son los dos primeros indicados por la DGA siendo ajustado en los sucesivos procesos del SEIA. El esquema siguiente (Figura 2-3), muestra la determinación del caudal ecológico mediante el otorgamiento de derechos de aprovechamiento de aguas y a través del SEIA.



**Figura 2-3:** Diagrama para la determinación de caudal ecológico sectorial y ambiental.

(Fuente: DGA, 2012)

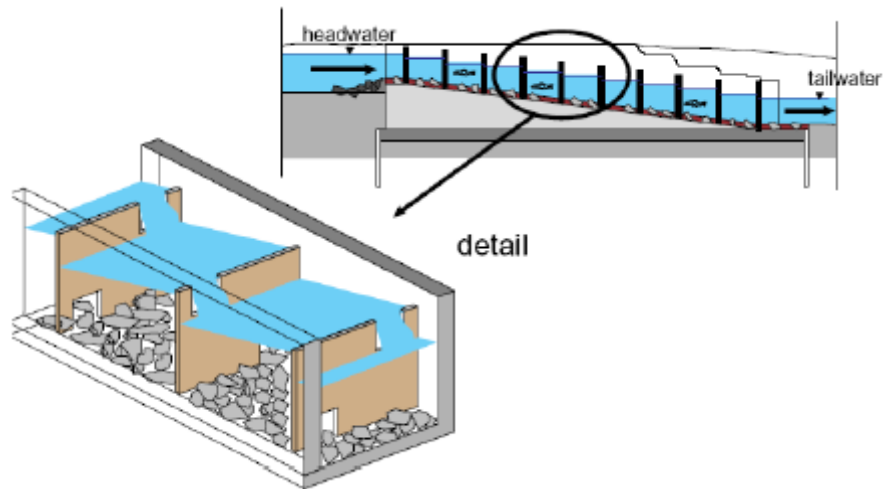
Sin embargo se debe tener en cuenta que:

- El cálculo y el valor del caudal ecológico puede aumentar de manera significativa durante el proceso de EIA, lo que puede llegar a poner en riesgo la rentabilidad económica de la central y la implementación de nuevas variables técnicas. (Ordoñez, 2011).
- Internacionalmente existe la tendencia a utilizar más frecuentemente métodos eco-hidráulicos, los que realizan pruebas y ensayos para cada cauce en particular. Los más utilizados son: IFIM (*Instream Flow Incremental Methodology*), y PHABSIM (*Physical Habitat Simulation System*) desarrollados por el Servicio de Pesca y Vida Silvestre de USA. (Ordoñez, 2011).

Cabe notar además que no existen exigencias en torno a la longitud de cauce que puede afectarse, lo cual puede ser muy relevante a la hora de la instalación de centrales hidroeléctricas en serie. Por otra parte, el caudal ecológico se preocupa solo de las condiciones del tramo entre la obra de toma y la restitución no corrigiendo los efectos aguas arriba ni los golpes de agua producidos aguas abajo de la restitución. (Ordoñez, 2011).

## 2.5.2 Escalera de Peces

La escalera de peces es un canal que comunica el nivel del embalse aguas arriba de la presa con el nivel de río aguas abajo de esta. Los objetivos principales de las escaleras es permitir el remonte de los peces en presencia de una barrera puesta transversalmente a la dirección del flujo del agua y permitir el flujo del caudal ecológico aguas abajo de la barrera (Sustentable s.a., 2009).



**Figura 2-4:** Esquema escalera de peces.

(Fuente: DIA Mini central hidroeléctrica de pasada río Negro, 2009)

### **3 Caracterización de proyectos hidroeléctricos de pasada chilenos de la última década**

Este capítulo pretende dar una visión general de algunas características relevantes de las pequeñas centrales hidroeléctricas ingresadas al SEA en la última década. Para fines de este trabajo se entendió como PCH a aquellas centrales con potencia de generación instalada inferior a 20 MW, tratándose de centrales de tipo pasada. Esto permitirá tener una noción más particular del desarrollo que han tenido estos proyectos en el marco de la Ley 20.257 y una visión general de que es lo que realmente existe en Chile en materia de ERNC del tipo hidráulico.

Se obtuvo la información de los proyectos hidroeléctricos existentes y los que al momento de realizar la revisión se encontraban en proceso de ejecución o aprobados por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) (Ministerio de Obras Públicas, 2011). Al realizar la búsqueda, se filtró por “Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje y sus subestaciones mayores a 3 MW”.

Se seleccionaron proyectos hidroeléctricos entre el año 2000 y Mayo del 2011, los cuales dependiendo de sus características pueden ser del tipo Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

El presente informe se centró en proyectos de ERNC del tipo hidráulico, esto se debe a que la Ley 20.257 establece que al año 2024 el porcentaje de ERNC inyectada en conjunto al SIC y SING debe ser de 10% (actualmente es de 5%), por lo que existe una cierta “obligatoriedad” en producir este tipo de energía (Palma et al., 2009). Los proyectos de ERNC del tipo hidráulico son aquellos con potencia instalada inferior a 20 MW.

La cantidad total de proyectos hidráulicos ingresados al SEA durante el periodo mencionado son 57, de los cuales 33 tienen una capacidad instalada entre 3 y 20 MW. Adicionalmente, se excluyeron proyectos con potencia instalada entre 3 y 20 MW que presentaban las siguientes condiciones:

- Proyectos a pie de embalse.
- Proyectos existentes con aumento de potencia.

La información extraída de las DIA o EIA ingresadas al SEA es la siguiente:

- Inversión.
- Año de presentación.
- Año de calificación.
- Potencia instalada.
- Altura de caída.
- Coordenadas puntos de captación y restitución.
- Distancia de río entre el punto de captación y restitución.
- Caudal captado.
- Caudal ecológico.
- Tipo de turbina.
- Escalera de peces.



Es importante destacar que 11 proyectos revisados (33%) no entregan el valor del caudal ecológico en las DIA o EIA y en 5 proyectos (15%) no mencionan o no presentan planos para obtener la distancia de río entre el punto de captación y restitución.

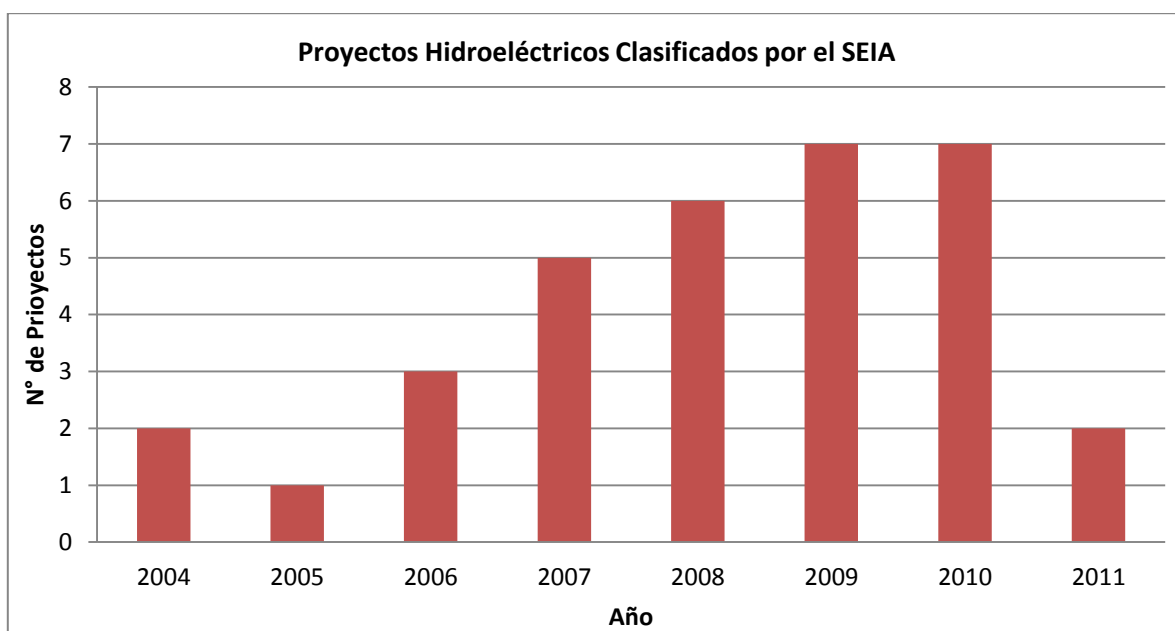
En la Tabla 3-1 se presenta el listado de proyectos con una potencia instalada entre 3 y 20 MW que se utilizaron para el estudio, ordenados de norte a sur.

Además, del total de proyectos hidroeléctricos clasificados como ERNC por el SEIA desde el año 2000 hasta el 31 de Mayo de 2011, 22 proyectos (67%) se clasificaron después de la entrada en vigencia de la Ley 20.257. En la Figura 3-1 se muestra el número de proyectos hidroeléctricos ingresados al SEIA cada año.

**Tabla 3-1:** Listado Proyectos hidráulicos de ERNC.

(Fuente: SEA, 2011).

<b>Nombre</b>	<b>Capacidad Instalada (MW)</b>	<b>Región</b>
<b>Central Hidroeléctrica Balalita</b>	11.6	IV
<b>Central Hidroeléctrica Mallarauco</b>	3.4	RM
<b>Central Hidroeléctrica Guayacán</b>	10.4	RM
<b>Generadora Eléctrica Roblería</b>	4.0	VII
<b>Central Hidroeléctrica Mariposas</b>	6.0	VII
<b>Central Hidroeléctrica San Clemente</b>	6.0	VII
<b>Central Hidroeléctrica Lircay</b>	19.0	VII
<b>Minicentral Hidroeléctrica Ojos de Agua</b>	9.0	VII
<b>Central Hidroeléctrica Los Hierros</b>	19.9	VII
<b>Mini Central Hidroeléctrica Cayupil</b>	6.0	VIII
<b>Central Hidroeléctrica de Pasada Canal Bío-Bío Sur</b>	7.1	VIII
<b>Central Hidroeléctrica Butamalal, Región del Bío-Bío CH Butamala</b>	12.0	VIII
<b>Minicentral Hidroeléctrica El Diuto</b>	3.2	VIII
<b>Mini Central Hidroeléctrica El Canelo</b>	5.5	IX
<b>Proyecto Central Hidroeléctrica Río Picoiquén</b>	19.2	IX
<b>Central de Pasada Tacura</b>	5.9	IX
<b>Central de Pasada Carilafquén-Malalcahuello</b>	18.3	IX
<b>Minicentral Hidroeléctrica El Manzano</b>	4.7	IX
<b>Central Hidroeléctrica Alto Cautín</b>	6.0	IX
<b>Central Hidroeléctrica Trueno</b>	4.2	IX
<b>Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Negro</b>	8.0	X
<b>Mini Central Hidroeléctrica de Pasada El Callao</b>	3.2	X
<b>Proyecto Hidroeléctrico Ensenada-Río Blanco. Parte N° 2</b>	6.8	X
<b>Pequeña Central Hidroeléctrica Dongo</b>	5.0	X
<b>Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco Rupanco</b>	5.5	X
<b>Mini Central Hidroeléctrica de Pasada Río Nalcas</b>	3.5	X
<b>Central Hidroeléctrica de Pasada Río Blanco, Hornopiren</b>	18.0	X
<b>Central Hidroeléctrica Pulefu</b>	9.0	X
<b>Minicentral Hidroeléctrica Piruquina</b>	7.6	X
<b>Mini Centrales Hidroeléctricas de Pasada Palmar - Correntoso</b>	13.0	X
<b>Central Hidroeléctrica Chilcoco</b>	12.0	XIV
<b>Central Hidroeléctrica Don Alejo</b>	4.8	XIV
<b>Proyecto Hidroeléctrico Licán Río Licán</b>	10.0	XIV



**Figura 3-1:** Proyectos ERNC clasificados por el SEIA.

(Fuente: Elaboración propia en base a datos del SEIA).

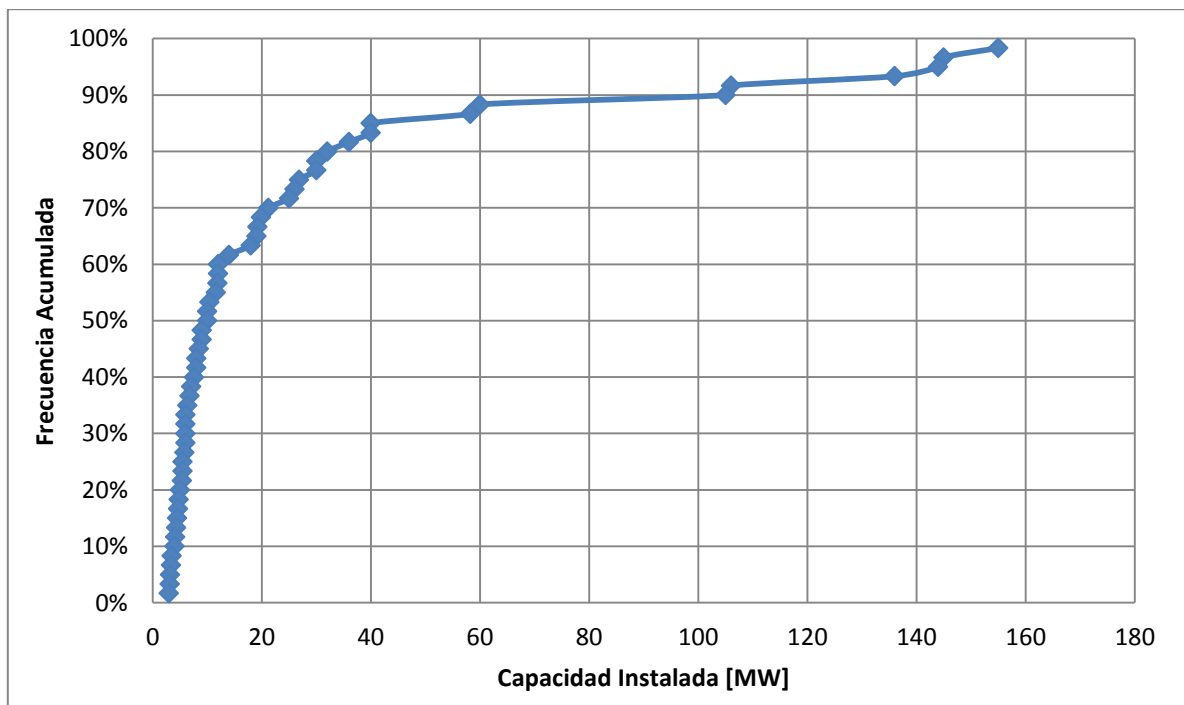
Para tener una visión global de la totalidad de los proyectos de generación hidráulica ingresados al SEIA, estos fueron caracterizados en términos de capacidad instalada, inversión, altura de caída y caudal captado.

### 3.1 Capacidad Instalada

La capacidad instalada es la suma total de las potencias o capacidades nominales de los grupos generadores instalados en la central. Es la potencia que aparece en las placas de datos de las turbinas, generadores o transformadores (Norconsult, 2011).

La puesta en marcha de la Ley 20.257 impulsó el crecimiento de los proyectos con capacidad instalada inferior a 20 MW, una muestra de esto es que el 70% de los proyectos de generación hidráulica en Chile en la última década tienen capacidad instalada inferior a 20 MW y el 67% de éstos ingresaron al SEA después de puesta en vigencia la Ley 20.257.

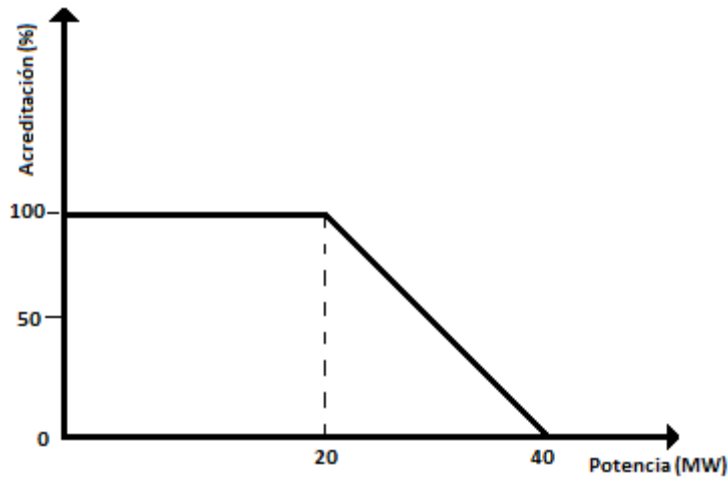
La Figura 3-2 muestra la curva de frecuencia acumulada de la capacidad instalada por todos los proyectos de generación hidráulica ingresadas al SEA entre el año 2000 y el 31 de Mayo del 2011.



**Figura 3-2:** CFA de la capacidad instalada por la totalidad de los proyectos ingresados al SEA.

(Fuente: Elaboración propia en base a datos del SEIA).

Se observa de la Figura 3-2 que 10 proyectos (15%) tienen una capacidad instalada máxima entre 20 MW y 40 MW; la relevancia de este dato es que para los efectos de la acreditación de la obligación señalada en el inciso primero de la Ley 20.257, se reconocen también estas inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas aún cuando los proyectos hidroeléctricos entre 20 MW y 40 MW no son definidos como ERNC en la ley, las cuales se corregirán por un factor proporcional (Figura 3-3). Así por ejemplo, una central con 20 MW de capacidad máxima instalada se le reconoce el 100% de acreditación y una central con 30 MW de capacidad se acredita en un 50%.

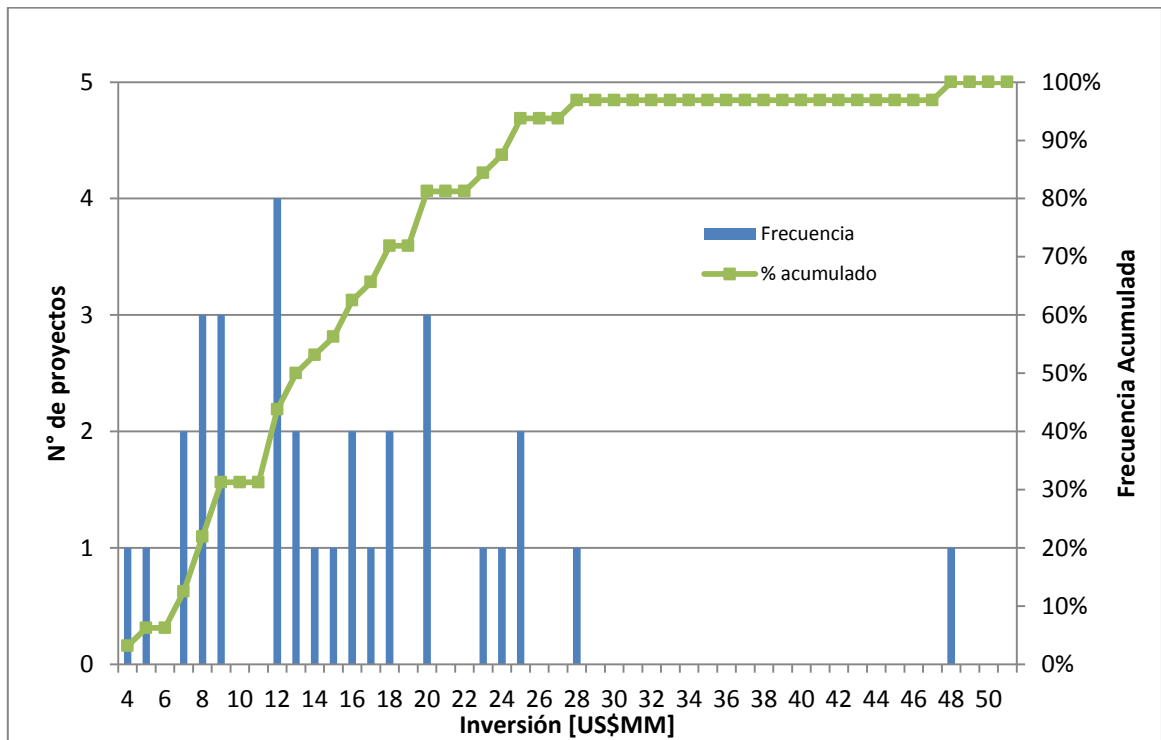


**Figura 3-3:** Mecanismo de acreditación de excedentes para unidades hidráulicas

(Fuente: Palma, 2009).

### 3.2 Inversión

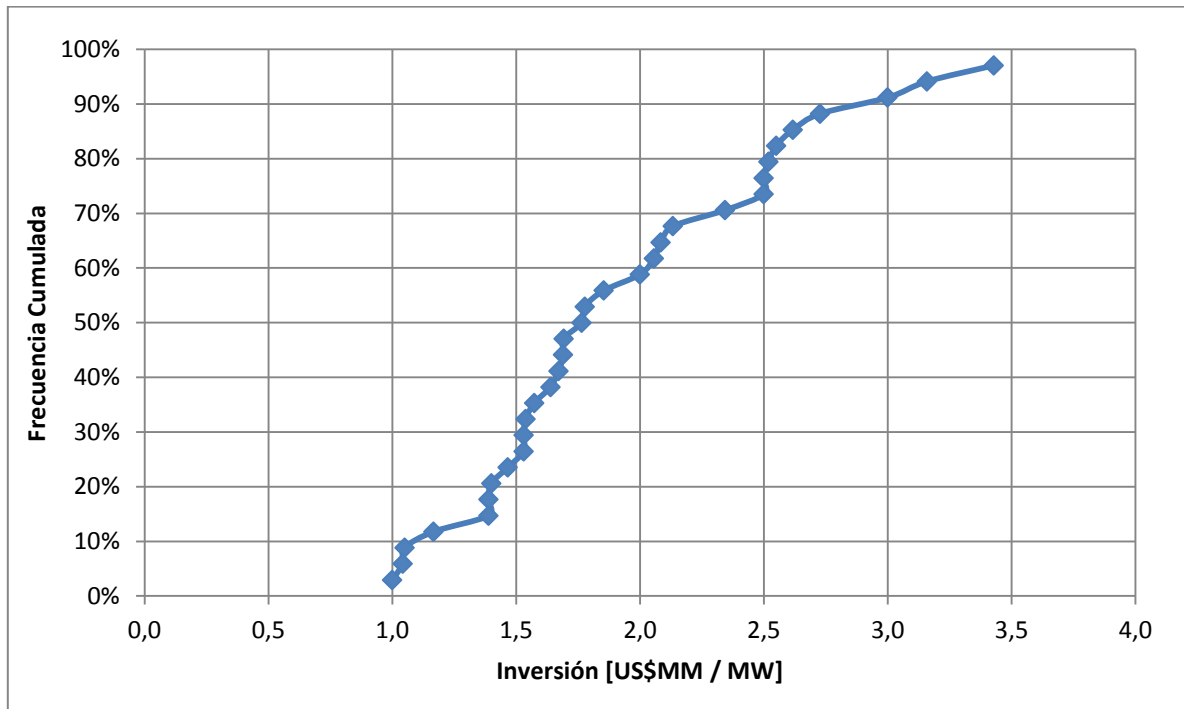
La Figura 3-4 muestra la distribución de la inversión en el conjunto de proyectos analizados en donde el 80% de los proyectos necesitó 8 millones de dólares o más, como inversión para la generación de hidroelectricidad. Además se observa que el 75% de los proyectos se concentra entre 7 y 20 millones de dólares como inversión.



**Figura 3-4:** Inversión proyectos de ERNC.

(Fuente: Elaboración propia en base a datos del SEIA).

En la Figura 3-5 se muestra la inversión por MW de capacidad instalada de los proyectos en estudio. Se observa que el 50% de los proyectos estudiados, necesitó una inversión entre 1.8 y 3.5 millones de dólares por cada MW de capacidad instalada.



**Figura 3-5:** Millones de dólares por MW de capacidad instalada.

(Fuente: Elaboración propia en base a datos del SEIA).

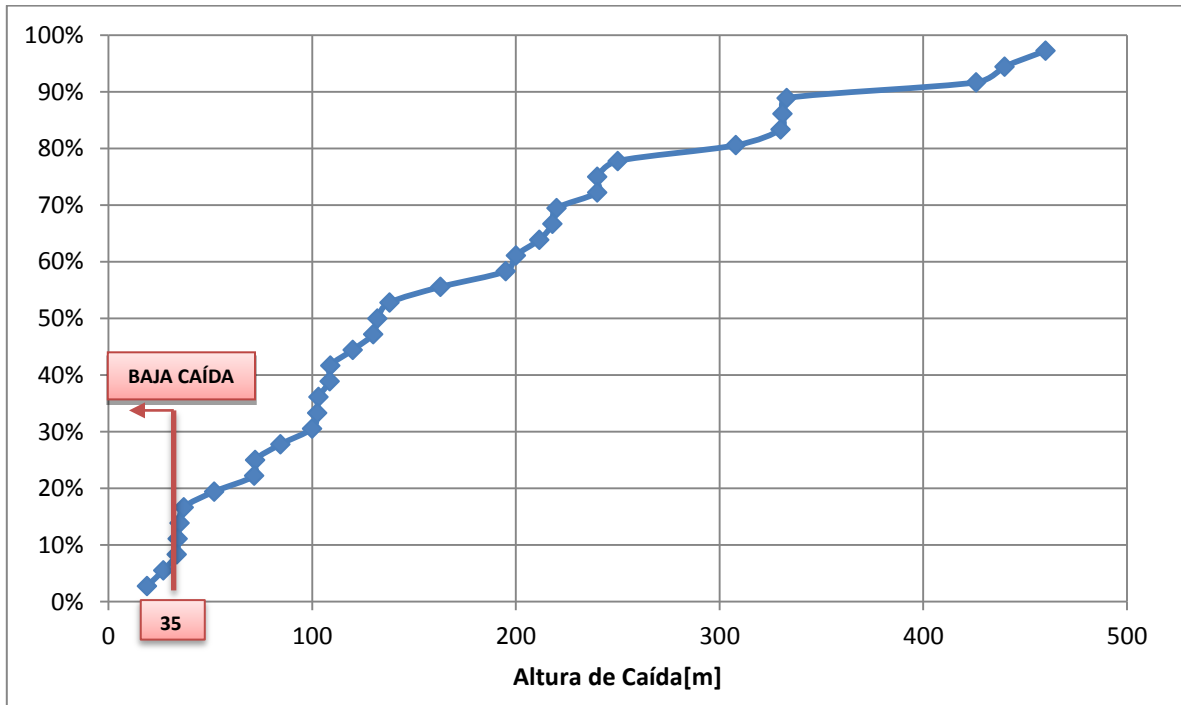
### 3.3 Altura de Caída

Es la distancia vertical o diferencia de elevaciones entre el nivel del agua en la entrada y aguas abajo de una central hidroeléctrica (al centro de la turbina en turbinas tipo Pelton). La caída neta es la caída bruta menos la pérdida de carga en la conducción producidas por la fricción y otras pérdidas (Norconsult, 2011).

En la Figura 3-6 se aprecia que los proyectos de hidroelectricidad en Chile son de alta caída (*high head*) (Andritz, 2008), ya que 30 proyectos (86%) de éstos tiene una altura de caída mayor a 35 m. Además, los proyectos estudiados presentan fuertes pendientes entre el punto de captación y restitución de las aguas. Para el presente estudio, se supondrá que un proyecto tiene pendiente fuerte si esta es mayor a 5%. Tomando en consideración el supuesto anterior y como se aprecia en la Figura 3-7, el 60% de los proyectos (de 26 proyectos con información disponible) presenta una pendiente fuerte.

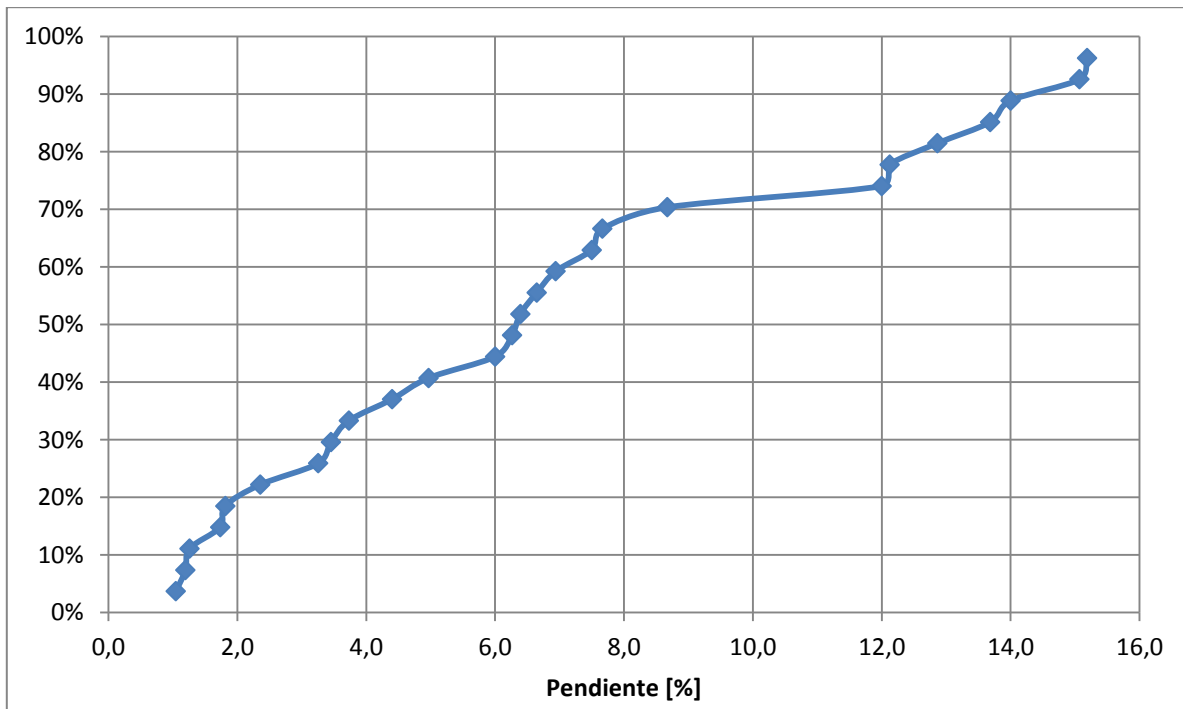
La relevancia de estos datos es que al existir proyectos de alta altura de caída (mayor a 35 m de desnivel), junto con la información de la Figura 3-8 donde se observa que el 60% de los proyectos presenta un caudal captado menor a 6 m<sup>3</sup>/s, los proyectos en estudio presentan una distancia unitaria por MW de capacidad instalada entre el punto de captación y restitución reducida a caudal ecológico mayor que los proyectos con capacidad instalada superior a 20 MW con los que se tiene información entre los años 2000 y Mayo de 2011. En el Anexo G se presentan los proyectos con capacidad instalada superior a 20 MW y la curva de frecuencia

acumulada de la distancia unitaria de río reducida a caudal ecológico por MW de capacidad instalada.



**Figura 3-6:** Altura de caída de proyectos de ERNC.

(Fuente: Elaboración propia en base a datos del SEIA).



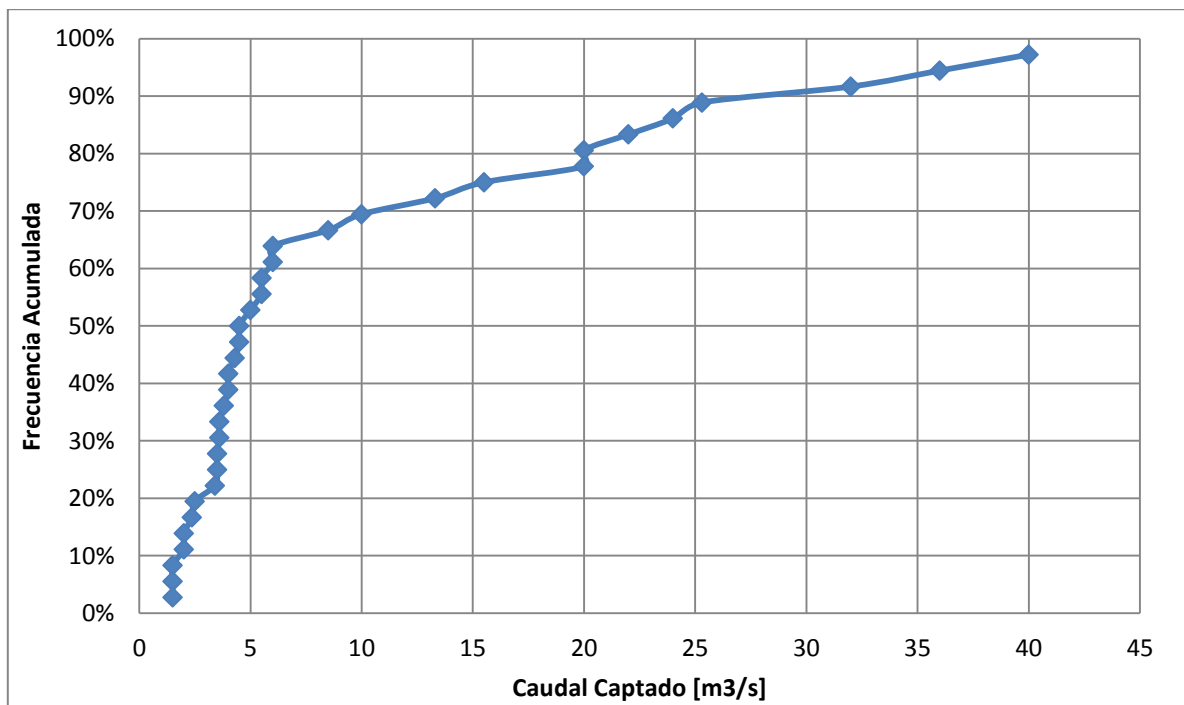
**Figura 3-7:** Pendientes de los proyectos estudiados.

(Fuente: Elaboración propia en base a datos del SEIA).

### 3.4 Caudal Captado

La Figura 3-8 muestra que el caudal captado por los proyectos es bajo, ya que el 60% de éstos capta menos de  $6 \text{ m}^3/\text{s}$ . La implicancia de este valor, es que al tener caudales de captación bajos es muy probable que se necesite una mayor altura de caída para la generación, lo cual, podría producir en muchos proyectos, una mayor distancia reducida a caudal ecológico en el cauce entre el punto de captación y restitución.

Además, el quiebre exhibido en la Figura 3-8 muestra una fuerte tendencia de que los proyectos en estudio presentan un bajo caudal de captación (menor a  $6 \text{ m}^3/\text{s}$ ) y que los proyectos con caudal captado mayor a  $6 \text{ m}^3/\text{s}$  presentan una pendiente menor, por lo que aproximadamente el 35% de los proyectos restantes se distribuyen en un rango de  $35 \text{ m}^3/\text{s}$ .



**Figura 3-8:** Caudal Captado por proyectos de ERNC.

(Fuente: Elaboración propia en base a datos del SEIA).

Como síntesis del capítulo, se puede decir que los proyectos de ERNC del tipo hidráulico tienen bajo caudal de captación (65% aproximadamente con menos de 6 m<sup>3</sup>/s), gran altura de caída (80% aproximadamente con más de 35 m de caída), una inversión considerable (desde US\$ 1 millón por MW de capacidad instalada), de alta pendiente (60% de los proyectos aproximadamente con más de 5% de pendiente), presentan mayor distancia unitaria de río reducida a caudal ecológico que los proyectos con capacidad instalada mayor a 20 MW y existe una tendencia a la realización de este tipo de proyectos, ya que en la última década el 70% de los proyectos ingresados al SEA son con capacidad instalada menor a 20 MW.



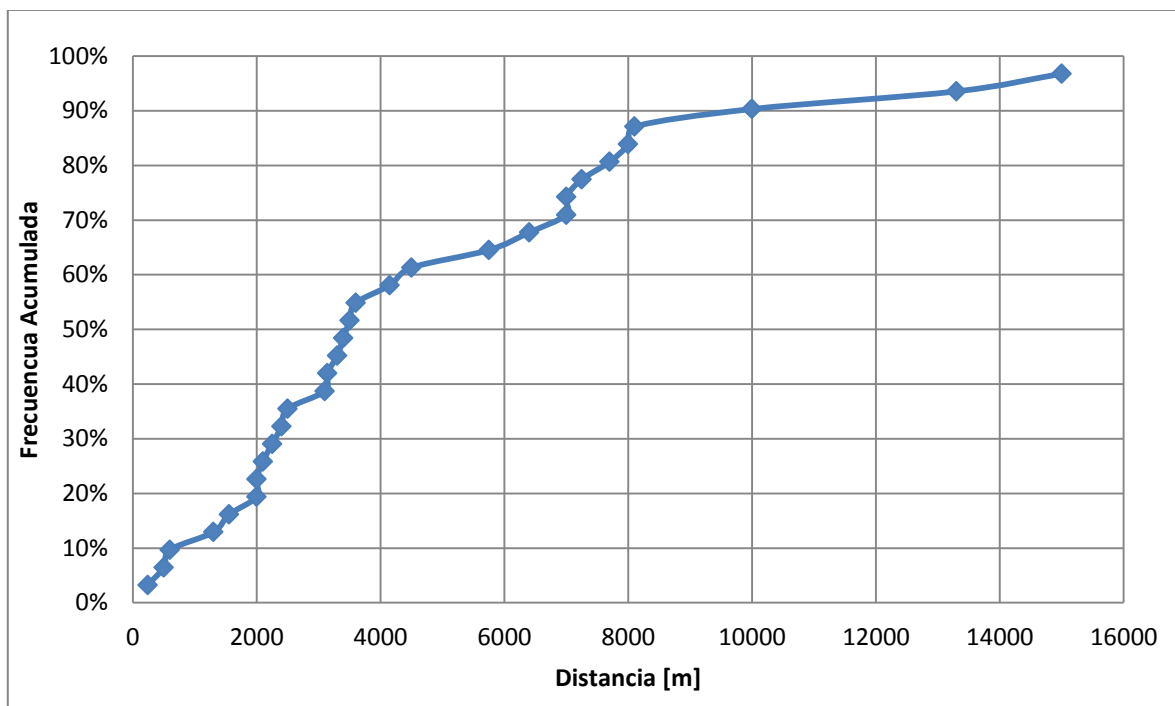
## 4 Propuestas de indicadores de impacto ambiental

A continuación, se presenta un conjunto de indicadores de impactos ambientales acumulativos, asociados a mini centrales hidráulicas para Chile.

### 4.1 Distancia Captación – Restitución

La Figura 4-1 muestra la frecuencia acumulada de la distancia de río entre el punto de captación y restitución de un total de 30 proyectos de ERNC que contaban con la información para realizar el cálculo. Se observa que aproximadamente el 40% de los proyectos tiene una distancia mayor a 4 km.

La importancia de este indicador, es que muestra la distancia de río que es reducida a caudal ecológico para la generación de hidroelectricidad, lo cual trae consecuencias no sólo en el medio físico, como es la fragmentación de un importante número de cauces en una cuenca, sino que además consecuencias biológicas con la comunidades de peces existentes aguas abajo de la bocatoma.



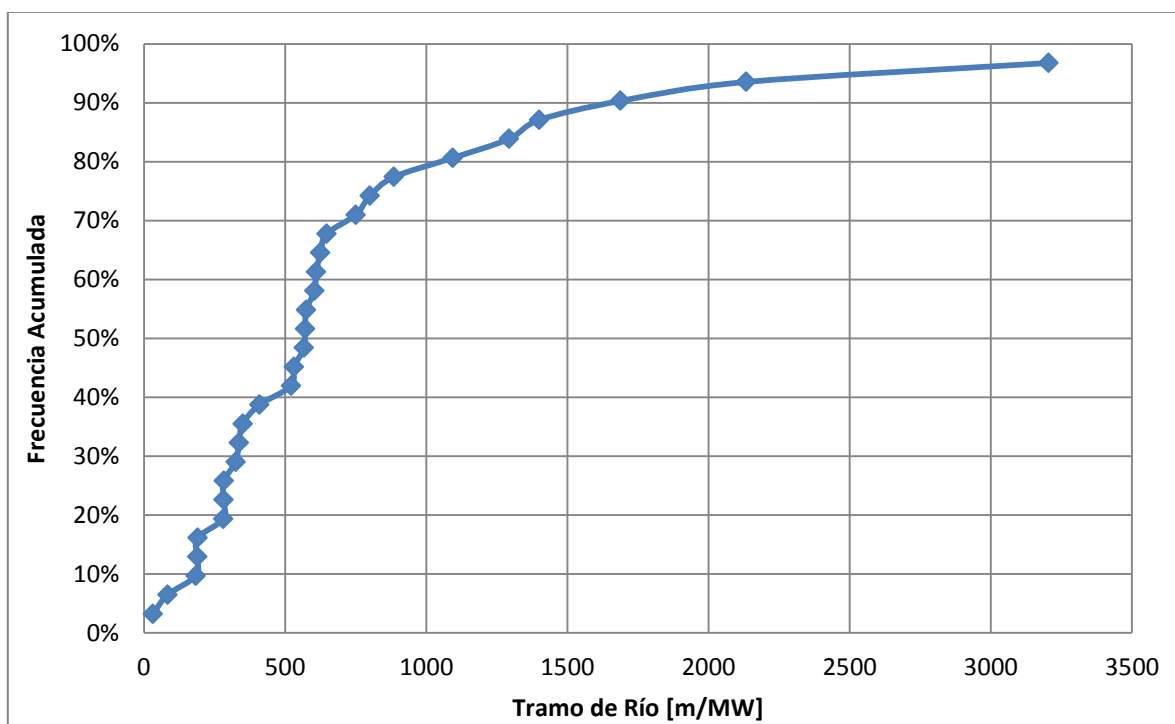
**Figura 4-1:** Distancia de río entre el punto de captación y restitución.

(Fuente: Elaboración propia).

## 4.2 Fragmentación unitaria

La Figura 4-2 muestra la frecuencia acumulada de la distancia reducida a caudal ecológico entre el punto de captación y restitución de un total de 30 proyectos de ERNC que contaban con la información para realizar el cálculo. Se observa que aproximadamente el 60% de los proyectos reduce a caudal ecológico más de 500 m/MW de potencia instalada y en conjunto reducen 605 m/MW. Este valor, es mayor que la distancia unitaria reducida a caudal ecológico por MW de capacidad instalada de los proyectos con potencia instalada mayor a 20 MW (Anexo G), en donde se observa que el 80% de los proyectos reduce el tramo de río a caudal ecológico menos de 240 m/MW. Sólo 1 proyecto (minicentral hidroeléctrica Casualidad), tiene una distancia unitaria por MW de 743 m/MW, el cual tiene una potencia instalada de 21.2 MW.

Posiblemente los resultados de los proyectos de se deben a que éstos presentan bajos caudales de captación, por lo que la forma de obtener mayor energía es teniendo una mayor altura de caída.



**Figura 4-2:** Distancia unitaria de río reducida a caudal ecológico por MW de capacidad instalada.

(Fuente: Elaboración propia).

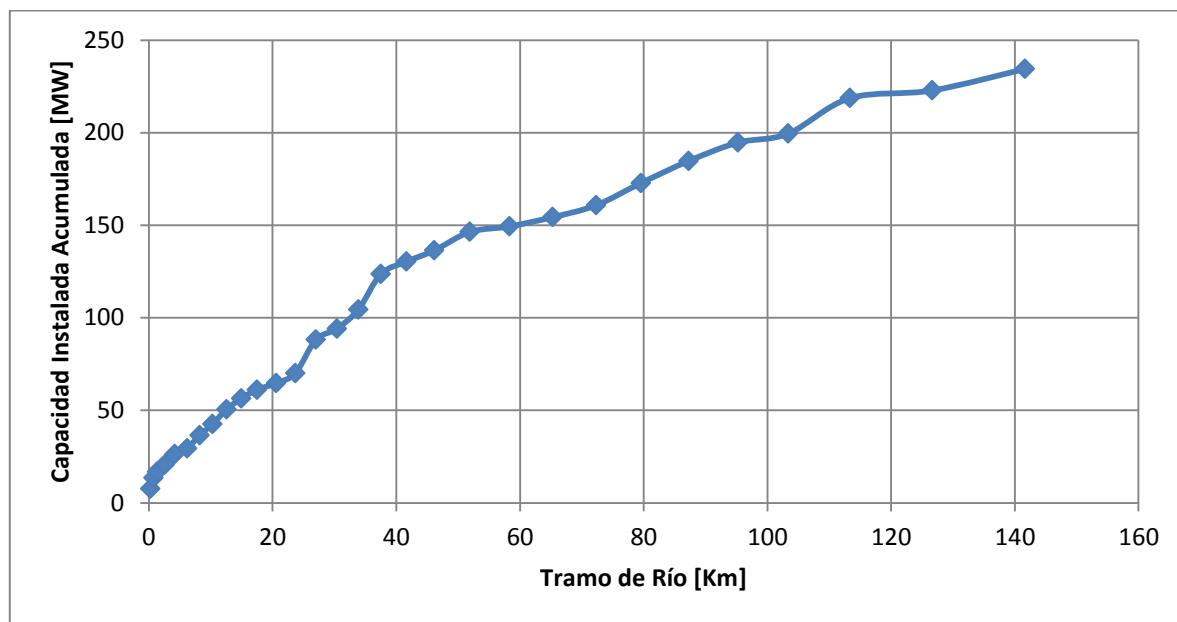
La Tabla 4-1 muestra los resultados de la distancia de río reducida a caudal ecológico existente entre el punto de captación y restitución por MW de capacidad instalada. El cálculo se realizó por cuenca, donde se sumó la distancia de todos los proyectos y se dividió por la capacidad total instalada. La columna número de proyectos representa el total de éstos con los que se tiene información completa para realizar el cálculo.

**Tabla 4-1:** Distancia de río reducida a caudal ecológico por MW de capacidad instalada por cuenca.

(Fuente: Elaboración propia).

Cuenca	m	MW	Fragmentación (m/MW)	N° proyectos
Río Elqui	15000	11.6	1293	1
Río Maipo	3500	10.4	337	1
Río Maule	7500	35.0	214	4
Río Bio Bio	12600	29.5	428	3
Lebu - Paicaví	10650	18.0	592	2
Río Imperial	17800	10.2	1754	2
Río Tolten	21155	34.4	616	5
Río Bueno	36490	40.0	912	7
R. Bueno - R. Puelo	4150	6.8	610	1
R. Puelo - R. Yelcho	5550	26.0	213	2
Isla Chiloé	7239	12.6	575	2

Además, este indicador permite mostrar la distancia total acumulada de todos los proyectos en estudio del tramo de río reducido a caudal ecológico v/s la capacidad instalada acumulada por la totalidad de los proyectos. La Figura 4-3, que está ordenada de menor a mayor por la distancia de río reducida a caudal ecológico de los proyectos, muestra lo descrito anteriormente.



**Figura 4-3:** Capacidad instalada acumulada de proyectos de ERNC en Chile.

(Fuente: Elaboración propia).

Como se observa de la Figura 4-3, para una capacidad instalada total de 235 MW se necesita reducir a caudal ecológico 142 km de río. En este cálculo se están interviniendo 30 cauces en 11 cuencas diferentes, según clasificación de la Dirección General de Aguas (DGA) (Ministerio de Obras Públicas, 1997).

Al igual que el indicador Distancia captación – restitución, la fragmentación e intervención de una gran cantidad de ríos produce un impacto acumulativo importante (Nilsson et al., 2005). Una posible solución sería tener estudios más detallados y datos cuantitativos producto de la fragmentación de los ríos, para así identificar los sitios que maximicen la generación de electricidad y reducir al mínimo las pérdidas en la conectividad fluvial longitudinal (Nilsson et al., 2005; Anderson et al., 2006).

La Tabla 4-2, presenta la longitud de las cuencas más importantes del presente estudio.

Al analizar los resultados mostrados en la Figura 4-3, se observa que la distancia total acumulada de río de los 30 proyectos reducido a caudal ecológico para una capacidad instalada de 235 MW sería similar a reducir a caudal ecológico la longitud total de la cuenca del río Elqui o el 60% de las cuencas de los ríos Maipo, Maule, Imperial y Tolten.

**Tabla 4-2:** Longitud de principales cuencas hidrográficas chilenas.

(Fuente: Elaboración propia).

Cuenca	Longitud [km]
Rio Elqui	75
Rio Maipo	250
Rio Maule	240
Rio Bio Bio	380
Rio Imperial	230
Rio Tolten	231
Rio Bueno	200

### 4.3 Fragmentación ponderada

El siguiente indicador de impacto ambiental acumulativo muestra el tramo de río reducido a caudal ecológico de cada proyecto multiplicado por una ponderación entre el caudal captado y el caudal ecológico. Este ponderador muestra qué porcentaje del caudal captado es el caudal ecológico. Al tener un caudal ecológico mayor en cada proyecto, el indicador será menor, lo que significa que provoca un menor impacto ambiental.

Debido a que en la mayoría de los proyectos, la información entregada al SEA no incluye los datos de caudales medios anuales en la bocatoma, se utilizó como supuesto que éste caudal es la suma del caudal captado con el caudal ecológico. Este supuesto se basa en que la DGA estima el caudal ecológico en un 10% del caudal medio anual, valor en el que se encuentran la mayoría de los proyectos (11% en promedio). El resultado final del indicador es la sumatoria de los proyectos que se encuentran en una misma cuenca hidrográfica y está expresado en km.

Luego, el indicador propuesto es:

$$F_P = \sum_{i=1}^n Dc r_i * \frac{Qc_i}{Qe_i} [km] \quad (2)$$

Dónde:

- $F_p$ : Indicador fragmentación ponderada.
- $D_{cr}$ : Distancia entre punto de captación y restitución en proyecto  $i$ .
- $Q_c$ : Caudal captado en la bocatoma por proyecto  $i$ .
- $Q_e$ : Caudal ecológico proyecto  $i$ .
- $n$ : N° total de proyectos en la cuenca.

La Tabla 4-3 muestra los resultados del indicador por cuenca. Se observa que 2 cuencas hidrográficas no presentan valores, esto se debe a que no existe información de caudales ecológicos en estos proyectos.

Se observa también que en la cuenca del río Imperial, el valor del indicador ambiental acumulativo es de 262 km, en donde participan 2 proyectos y que en la cuenca del río Tolten en donde participan más del doble de proyectos que en la cuenca del río Imperial, el valor del indicador es de 128 km. Esto quiere decir que el impacto es aproximadamente 5 veces mayor si se considera de forma lineal.

Luego, mientras mayor es el valor del indicador, mayor es el impacto ambiental sobre el medio físico provocado por los proyectos en estudio.

**Tabla 4-3:** Resultados Tramo de río ponderado.

(Fuente: Elaboración propia).

Cuenca	km	N° proyectos
Río Elqui	S/I	-
Río Maipo	16	1
Río Maule	S/I	-
Río Bio Bio	73	1
Lebu - Paicaví	129	2
Río Imperial	262	2
Río Tolten	128	5
Río Bueno	306	6
R. Bueno - R. Puelo	45	1
R. Puelo - R. Yelcho	44	2
Isla Chiloé	284	2

S/I: Cuencas con proyectos sin información de caudal ecológico.

#### 4.4 Fragmentación ponderada unitaria

Este indicador se define a partir del indicador de la ecuación (2), dividido por la suma de capacidad instalada de los proyectos, el cual muestra la distancia de río ponderada llevada a caudal ecológico por MW de capacidad instalada.

Luego, el indicador propuesto es:

$$F_{PU} = \frac{\sum_{i=1}^n Dcr_i \frac{Qc_i}{Qe_i}}{\sum_{i=1}^n P_i} \frac{km}{MW} \quad (3)$$

Dónde:

- $F_{PU}$ : Indicador fragmentación ponderada unitaria.
- $Dcr$ : Distancia entre punto de captación y restitución en proyecto  $i$ .
- $Qc$ : Caudal captado en la bocatoma por proyecto  $i$ .
- $Qe$ : Caudal ecológico proyecto  $i$ .
- $P$ : Potencia instalada en proyecto  $i$
- $n$ : N° total de proyectos en la cuenca.

La Tabla 4-4 muestra los resultados del indicador por cuenca. Se observa que 2 cuencas hidrográficas no presentan valores, esto se debe a que no existe información de caudales ecológicos en estos proyectos.

Se observa también, que al igual que en el indicador fragmentación ponderada, en la cuenca del río Imperial el valor del indicador ambiental acumulativo es de 25.8 km/MW, en donde participan 2 proyectos, en cambio en la cuenca del río Tolten en donde participan más del doble de proyectos que en la cuenca anterior, el valor del indicador es de 3.7 km/MW. En este caso el impacto en la cuenca de río Imperial en términos de este indicador es aproximadamente 17 veces mayor, a diferencia de lo calculado en el indicador de 4.3 en que sólo es 5 veces mayor el impacto acumulativo.

Otro resultado que destaca es que en el indicador fragmentación ponderada, la cuenca con peor indicador es la de río Bueno donde participan 6 proyectos con un valor de 306 km, no así en el presente indicador, donde el valor es de 10.2 km/MW, ubicándose en tercer lugar.

**Tabla 4-4:** Resultados Tramo de río ponderado unitario.

(Fuente: Elaboración propia).

Cuenca	km/MW	N° proyectos
Río Elqui	S/I	-
Río Maipo	1.5	1
Río Maule	S/I	-
Río Bio Bio	3.8	1
Lebu - Paicaví	7.1	2
Río Imperial	25.8	2
Río Tolten	3.7	5
Río Bueno	10.2	6
R. Bueno - R. Puelo	6.6	1
R. Puelo - R. Yelcho	1.7	2
Isla Chiloé	22.6	2

S/I: Cuencas con proyectos sin información de caudal ecológico.

## 4.5 Indicador Global

Tradicionalmente, los criterios de decisión al analizar los proyectos de centrales hidroeléctricas, se han basado en los análisis técnico y económico de la producción de electricidad. Hoy en día, se necesita un enfoque más amplio que tome en consideración el impacto de múltiples factores. Algunos son:

- Impactos energéticos.
- Impactos sobre los recursos hídricos.
- Impactos en el desarrollo socio-económico.
- Impactos en el sector agrícola.
- Impactos ambientales.

La finalidad del indicador global es cuantificar los impactos ambientales acumulativos de los proyectos hidroeléctricos de una misma cuenca que no sólo afecten el medio físico sobre los sistemas acuáticos, sino que además considere los impactos físicos en general, los biológicos, químicos, sociales, económicos, agrícolas, paisajísticos, etc.

Para efectos del presente estudio, sólo se consideraron 2 factores para el cálculo del indicador global, el primero es la distancia unitaria entre puntos de captación-restitución y el segundo es el porcentaje de caudal ecológico que dejan pasar estos proyectos.

Para medir estos impactos ambientales acumulativos, se establece una escala de 5 puntos para atribuir el impacto más negativo, 3 puntos a la hipótesis nula (neto cero) y el valor 1 al impacto más positivo (Almeida et al., 2005). Una vez que estos impactos se estiman, se puede calcular el valor del indicador de impacto global en la cuenca mediante la siguiente función:

$$G(x) = \sum_{i=1}^n w_i * I_i(x) \quad (4)$$

Dónde:

- $G(x)$ : Indicador global para la cuenca  $x$ .
- $I_i(x)$ : Impacto  $i$  en la cuenca  $x$ .
- $w_i$ : Peso del impacto  $i$ .
- $n$ : N° de proyectos en la cuenca que cuentan con la información completa.

$I_1$  es el impacto que representa la distancia unitaria por MW de capacidad instalada e  $I_2$  es el impacto que representa el porcentaje de caudal ecológico que deja pasar el proyecto en la bocatoma.

A la ecuación (4), se le pueden agregar más factores del tipo social, económico, biológicos, agrícolas, etc. Pero como no se cuenta con la información disponible y sólo se está trabajando con indicadores sobre el medio físico en los sistemas acuáticos, no se incluyen en el presente estudio.

Los pesos que se incluyen en la ecuación (4) se deben acordar utilizando, por ejemplo, la decisión de un panel de expertos multidisciplinarios o realizar estudios más específicos que sean válidos para las PCH en Chile. En el presente estudio, el peso de los factores se determinó de forma arbitraria, utilizando como supuesto que el impacto ambiental del tipo físico más importante es la distancia de río reducida a caudal ecológico por lo que el peso debe tener un valor en el intervalo

de 0.5 a 0.8, con el peso restante distribuido de una manera proporcional por los otros factores de impacto (Almeida et al., 2005), luego los pesos de los factores se muestran en la Tabla 4-5.

**Tabla 4-5:** Peso de los impactos.

(Fuente: Elaboración propia).

Impacto	Porcentaje
Distancia unitaria Captación - Restitución	80
Porcentaje de Qecológico	20

Debido a que no se cuenta con la información de caudales medios anuales, se utilizó como supuesto para efectos de cálculo que:

$$Q_{medio\ anual} = Q_{captado} + Q_{ecológico} \quad (5)$$

Además, se debe satisfacer la siguiente condición:

$$\sum_{i=1}^j w_i = 1 \quad (6)$$

A continuación, se presentan los rangos para los distintos factores utilizados en el cálculo del indicador de impacto global.

#### 4.5.1 Distancia unitaria reducida a caudal ecológico

La Tabla 4-6 muestra los rangos establecidos en la distancia de río unitaria reducida a caudal ecológico. A mayor distancia, mayor el valor del impacto ambiental negativo provocado.

**Tabla 4-6:** Rango de valores distancia captación - restitución.

(Fuente: Elaboración propia).

Rango [m/MW]	0 - 500	500 - 1000	> 1000
Valor Impacto	1	3	5

#### 4.5.2 Caudal ecológico

La Tabla 4-7 muestra los rangos de valores para el caudal ecológico que dejan pasar los proyectos en la bocatoma, asociado al nuevo reglamento que incrementa este caudal de un 10% a un 20%. Mientras menor es el caudal ecológico del proyecto, mayor es el valor del impacto.

**Tabla 4-7:** Rango de valores caudal ecológico.

(Fuente: Elaboración propia).

Rango [%]	> 20%	11% - 19%	< 11%
Valor Impacto	1	3	5



La Tabla 4-8 muestra los resultados del indicador propuesto. En la columna de proyectos considerados solo se incluyen los que cuentan con toda la información para realizar el cálculo del indicador.

Al ser un indicador de impacto ambiental acumulativo, en el cual se involucran 2 factores, se observa una tendencia que a mayor cantidad de proyectos considerados en la cuenca hidrográfica, mayor es el valor del indicador. Este indicador, no está validado por ningún panel de expertos, pero puede ser de utilidad para un primer acercamiento con el impacto ambiental acumulativo que puede generar un conjunto de proyectos en una cuenca.

**Tabla 4-8:** Resultados indicador impacto global.

(Fuente: Elaboración propia).

Cuenca	Total	N° proyectos considerados	N° proyectos cuenca
Río Elqui	S/I	0	1
Río Maipo	2.2	1	2
Río Maule	S/I	0	7
Río Bio Bio	3.0	1	3
Lebu - Paicaví	6.8	2	2
Río Imperial	8.8	2	2
Río Tolten	14.6	5	5
Río Bueno	23.6	6	8
R. Bueno - R. Puelo	3.4	1	1
R. Puelo - R. Yelcho	4.0	2	2
Isla Chiloé	6.8	2	2

S/I: Cuencas con proyectos sin información de caudal ecológico o distancia reducida a caudal ecológico entre el punto de captación y restitución.

A continuación, se muestran los resultados del impacto global para distintos pesos ( $w_i$ ) de los factores utilizados.

**Tabla 4-9:** Resultado indicador impacto global con  $w_1 = 0.7$  y  $w_2 = 0.3$ .

(Fuente: Elaboración propia).

Cuenca	Total	N° proyectos considerados	N° proyectos cuenca
Río Elqui	S/I	0	1
Río Maipo	2.3	1	2
Río Maule	S/I	0	7
Río Bio Bio	3.0	1	3
Lebu - Paicaví	7.2	2	2
Río Imperial	8.7	2	2
Río Tolten	14.4	5	5
Río Bueno	23.9	6	8
R. Bueno - R. Puelo	3.6	1	1
R. Puelo - R. Yelcho	4.5	2	2
Isla Chiloé	7.2	2	2

S/I: Cuencas con proyectos sin información de caudal ecológico o distancia reducida a caudal ecológico entre el punto de captación y restitución.

**Tabla 4-10:** Resultado indicador impacto global con  $w_1 = 0.6$  y  $w_2 = 0.4$ .

(Fuente: Elaboración propia).

Cuenca	Total	N° proyectos considerados	N° proyectos cuenca
Río Elqui	S/I	0	1
Río Maipo	2.4	1	2
Río Maule	S/I	0	7
Río Bio Bio	3.0	1	3
Lebu - Paicaví	7.6	2	2
Río Imperial	8.6	2	2
Río Tolten	14.2	5	5
Río Bueno	24.2	6	8
R. Bueno - R. Puelo	3.8	1	1
R. Puelo - R. Yelcho	5.0	2	2
Isla Chiloé	7.6	2	2

S/I: Cuencas con proyectos sin información de caudal ecológico o distancia reducida a caudal ecológico entre el punto de captación y restitución.

**Tabla 4-11:** Resultado indicador impacto global con  $w_1 = 0.5$  y  $w_2 = 0.5$ .

(Fuente: Elaboración propia).

<b>Cuenca</b>	<b>Total</b>	<b>N° proyectos considerados</b>	<b>N° proyectos cuenca</b>
<b>Río Elqui</b>	S/I	0	1
<b>Río Maipo</b>	2.5	1	2
<b>Río Maule</b>	S/I	0	7
<b>Río Bio Bio</b>	3.0	1	3
<b>Lebu - Paicaví</b>	8.0	2	2
<b>Río Imperial</b>	8.5	2	2
<b>Río Tolten</b>	14.0	5	5
<b>Río Bueno</b>	24.5	6	8
<b>R. Bueno - R. Puelo</b>	4.0	1	1
<b>R. Puelo - R. Yelcho</b>	5.5	2	2
<b>Isla Chiloé</b>	8.0	2	2

S/I: Cuencas con proyectos sin información de caudal ecológico o distancia reducida a caudal ecológico entre el punto de captación y restitución.

## 5 Conclusiones

En este capítulo se presentan las conclusiones obtenidas luego del estudio realizado en donde se analizaron preliminarmente los impactos ambientales acumulativos esperados por un conjunto de proyectos de mini centrales hidráulicas sobre los sistemas acuáticos en Chile. Además, se plantea una discusión acerca de los resultados obtenidos, con respecto a la distancia de río reducido a caudal ecológico que presentan estos proyectos. Finalmente, se hacen recomendaciones de cómo seguir esta labor en la sección de trabajo futuro.

### 5.1 Conclusiones y Discusión

Dado el potencial hidroeléctrico con el que cuenta Chile, la obligatoriedad que impone la Ley 20.257 a las empresas eléctricas de comercializar energía renovable no convencional y los beneficios que éstos tienen (apertura del mercado spot, derecho asegurado de conexión a las redes de distribución entre otros), la cantidad de nuevos proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas irá en aumento. Así lo demuestran los resultados obtenidos, donde el 70% de los proyectos hidroeléctricos ingresados desde el año 2000 al Servicio de Evaluación Ambiental son de ERNC con un total de 288 MW de potencia instalada. Además, existe una Ley propuesta donde se propone que al año 2020 la matriz energética nacional esté compuesta por un 20% de ERNC, cuyo objetivo es la mayor penetración de este tipo de tecnologías asegurando la presencia de distintas tecnologías independientemente de su competitividad.

El diagnóstico mostró que los proyectos analizados son de alta caída, ya que aproximadamente el 86% presenta una altura de caída neta de 35 m o más y en el 70% de los casos ésta altura supera los 100 m de desnivel. Esto, sumado a que aproximadamente el 65% de los proyectos presenta un caudal captado inferior a 6 m<sup>3</sup>/s, podría generar efectos perjudiciales debido a la distancia de río reducida a caudal ecológico entre el punto de captación y el punto de restitución de las aguas, que puede conducir a un deterioro de la calidad del agua, cambios en la disponibilidad del hábitat y la posible concentración de contaminantes. Así lo demuestra el presente estudio en donde el conjunto de proyectos considerados de ERNC reduce a caudal ecológico una distancia de río de 605 m/MW de potencia instalada. Este resultado contrasta con los 135 m/MW reducidos a caudal ecológico por el conjunto de proyectos de centrales hidroeléctricas con capacidad mayor a 20 MW ingresados al SEIA durante el mismo período.

Un posible impacto ambiental negativo producto del incremento de proyectos en operación tiene relación con la fragmentación de nuevos ríos, la cual genera impactos ambientales a nivel de cuenca, debido a que posiblemente existirá más de un proyecto en dicha cuenca hidrográfica. De ahí, la importancia de analizar los impactos ambientales acumulativos provocados por un conjunto de proyectos a nivel de cuenca y no en forma individual como se realiza hoy en día.

La distancia total de río reducido a caudal ecológico por la totalidad de los proyectos estudiados que contaban con información para realizar el cálculo es de 142 km con una capacidad instalada total de 235 MW. Esta distancia, es mayor que la longitud de la cuenca del río Elqui, y más de la mitad de la longitud de las cuencas de los ríos Maipo, Maule, Imperial, Tolten y Bueno.

Se hace necesario que el Servicio de Evaluación Ambiental exija estudios y declaraciones de impactos ambientales más detallados que incluyan los impactos ambientales acumulativos de

proyectos ubicados en una misma cuenca por ejemplo. De la información analizada el 34% de los proyectos no presenta información de caudal ecológico en la bocatoma, siendo la mayoría de éstos los ubicados en la séptima región. También, el 14% no menciona o no presenta planos que indiquen el tramo de río reducido a caudal ecológico. Información completa y más detallada ayudaría a identificar los sitios que maximicen la generación de electricidad y reducir al mínimo la fragmentación de los ríos que afectan la conectividad fluvial longitudinal de éstos.

Al no encontrar indicadores de impactos ambientales acumulativos en la bibliografía consultada, se hace necesario la propuesta de indicadores de impactos acumulativos para Chile, alguno de los cuales se hacen por cuenca; uno de ellos es la fragmentación unitaria, en donde la cuenca del río Imperial es la que presenta mayor distancia de río reducida a caudal ecológico con un valor de 1754 m/MW considerando sólo 2 proyectos. En el indicador fragmentación ponderada unitaria nuevamente la cuenca del río Imperial es la que presenta mayor valor con 25.8 km/MW y en el indicador fragmentación ponderada, es la tercera cuenca con mayor valor del indicador con 262 km. Luego, se puede desprender que los proyectos ubicados en la cuenca del río Imperial son los que generan mayor impacto ambiental negativo, ya que presentan los valores más altos en el cálculo de los indicadores ambientales propuestos.

Finalmente, se propone un indicador global, que considera múltiples factores (en el presente estudio se consideran dos), cuyo objetivo es involucrar la mayor cantidad de factores que muestren los posibles impactos ambientales. Otros factores que se pueden incluir en el indicador global son: Impactos socio-económicos, agrícolas, biológicos, número de ríos involucrados, número de proyectos en el mismo cauce y/o áreas de influencia, etc. La cuenca del río Bueno, es la que presenta mayor valor del indicador global.

## **5.2 Trabajo Futuro**

Existe una gran cantidad de tareas que pueden ser llevadas a cabo para dar continuidad al presente trabajo. Estas se mencionan a continuación:

Se propone como trabajo futuro para la continuidad del estudio realizado, la validación de los indicadores ambientales acumulativos desarrollados, los cuales podrían servir como punto de inicio para una futura investigación. Además, proponer nuevos indicadores que midan el impacto ambiental acumulativo de las PCHs, por ejemplo, un indicador que mida el área de influencia afectada por estos proyectos, ya que ésta puede extenderse más allá de las áreas ocupadas por las estructuras existentes. Otros indicadores de impacto ambiental que se pueden desarrollar en el futuro son los relacionados con el medio biológico, químico, social, económico, agrícola, etc.

También se recomienda en los futuros estudios, realizar una comparación de los impactos ambientales acumulativos de un conjunto de pequeñas centrales hidroeléctricas con un gran proyecto hidroeléctrico utilizando algún indicador válido. Esto porque en la década de 1970 los grandes proyectos hidroeléctricos eran percibidos como fuente de energía limpia de la misma manera que las PCHs se perciben hoy en día, pero la percepción cambió una vez que un mayor número de grandes proyectos hidroeléctricos entró en funcionamiento y sus efectos negativos se encontraron una y otra vez en todo el mundo. Lo anterior, no afirma que las PCHs generen más impactos ambientales negativos que los grandes proyectos, pero no se encontraron investigaciones en donde se puedan comparar tales impactos ambientales, por lo que se hace necesario realizar un estudio enfocado en esto, más aún, cuando el número de PCH irá en aumento en nuestro país debido a las leyes existentes y las que se quieren implementar con respecto a las ERNC.

Finalmente, realizar un estudio del análisis espacial como herramienta de planificación para la implementación de nuevos proyectos hidroeléctricos, ya que un estudio más detallado con información cuantitativa y cualitativa de la fragmentación de los ríos producto de la existencia de PCHs, pueden ayudar a identificar los lugares geográficos que maximicen la generación de electricidad reduciendo al mínimo las pérdidas en la conectividad longitudinal fluvial. Se propone como hipótesis de estudio que los proyectos futuros de PCHs se construyan en ríos represados para minimizar la fragmentación de los otros ríos y proteger la conectividad fluvial restante. También en estos posibles trabajos futuros, incluir las nuevas legislaciones que se quieren adoptar, como es el nuevo reglamento que incrementa el caudal ecológico de los ríos de un 10% a un 20% que fue aprobado por el Consejo de Ministros para la Sustentabilidad.

## 6 Bibliografía Consultada

- 1.- A METHOD for assessing hydrologic alteration with ecosystems por Brian D. Richter, Jeffrey V. Baumgartner, Jennifer Powell, David P. Braun. Conservation Biology, 10(4): 1163-1174, 1996.
- 2.- ABASSI, Tasneem. Small hydro and the environmental implications of its extensive utilization. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15: 2134-2143, 2011.
- 3.- ACCUMULATED effects on landscape pattern by hydroelectric cascade exploitation in the Yellow River basin from 1977 to 2006 by Wei Ouyanga, Andrew K. Skidmoreb, Fanghua Haoa, A.G. Toxopeusb, Ali Abkar. Landscape and Urban Planning, 93: 163-171, 2009.
- 4.- ANDERSON, Elizabeth, PRINGLE Catherine, FREEMAN Mary. Ecological consequences of hydropower development in Central America: Impacts of small dams and water diversion on neotropical stream fish assemblages. River Research and Applications 22: 397-411, 2006.
- 5.- ANDERSON, Elizabeth, PRINGLE Catherine, FREEMAN Mary. Quantifying the extent of river fragmentation by hydropower dams in the Sarapiquí River Basin, Costa Rica. Aquatic Conservation: Marine and Freshwater Ecosystems, 18: 408-417, 2008.
- 6.- BARRELLA, W. y PETRERE, M. Fish community alterations due to pollution and damming in Tiete and Paranapanema rivers (Brazil). River Research and Applications, 19: 59-76, 2003.
- 7.- BASKAYA, S., BASKAYA E., SARI A. The principal negative environmental impacts of small hydropower plants in Turkey. African Journal of Agricultural Research, 6(14): 3284-3290, 2011.
- 8.- BERKUN, Mehmet. Hydroelectric potential and environmental effects of multidam hydropower projects in Turkey. Energy for Sustainable Development, 14: 320-329, 2010.
- 9.- CADE. Informe Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico. Santiago, CHILE, 2011. 179p.
- 10.- CENTRO de Ecología Aplicada Ltda. Determinación de caudales ecológicos en cuencas con fauna íctica nativa y en estado de conservación. Santiago, CHILE, 2008. 193p.

- 11.- COMISIÓN Nacional de Energía. [En línea] < www.cne.cl > [Consulta: 17 de Abril de 2012]
- 12.- CONCEPTUALIZACIÓN de caudal ambiental en Costa Rica: Determinación inicial para el río Tempisque por Jorge Jiménez. Julio Cavo, Francisco Pizarro, Eugenio González. 2005.
- 13.- DIEZ, J. y OLMEDA, S. Diseño eco-hidrológico de pequeñas centrales hidroeléctricas: Evaluación de caudales ecológicos. Energética, 39: 65-76, 2008.
- 14.- DOUGLAS, Tanis. “Green” hydropower. Understanding impacts, approvals, and sustainability of run-of-river independent power projects in British Columbia. Watershed Watch Salmon Society. 2007.
- 15.- DS N° 95. CHILE. Modifica reglamento del sistema de evaluación de impacto ambiental. Ministerio Secretaría General de la Presidencia. Santiago, Chile, 29 de noviembre de 2008.
- 16.- DUBÉ, Monique G. Cumulative effect assessment in Canada: a regional framework for aquatic ecosystems. Environmental Impact Assessment Review, 23: 723-745, 2003.
- 17.- EFFECTS of small hydropower plants on fish assemblages in medium-sized streams in central and northern Portugal by José M. Santos, Maria T. Ferreira, António N. Pinheiro, Jorge H. Bochechas. . Aquatic Conservation: Marine and Freshwater Ecosystems, 16: 373-388, 2006.
- 18.- ÉGRÉ, Dominique, GAGNON Luc, MILEWSKI Joseph. Large Hydropower Projects: Renewable and Green?. 1999.
- 19.- ESCENARIOS Energéticos Chile 2030 por Rodrigo Castillo “et al”. Santiago, CHILE, 2010. 40p.
- 20.- ESPINOZA, Guillermo. Gestión y Fundamentos de Evaluación de Impacto Ambiental. BID, Santiago, Chile, 2007. 287p.
- 21.- EXPO Apemec (3<sup>a</sup>, 2012, Santiago, Chile). Caudales ecológicos para centrales hidroeléctricas. Santiago, Chile, GESAM, 2012.
- 22.- EXPO Apemec (3<sup>a</sup>, 2012, Santiago, Chile). Desarrollo hidroeléctrico y conservación de peces nativos de Chile. Santiago, Chile, EULA, 2012.



- 23.- EXPO Apemec (3<sup>a</sup>, 2012, Santiago, Chile). Determinación de caudal ecológico en el marco del SEIA. Criterios DGA. Santiago, Chile, DGA, 2012.
- 24.- EXPO Apemec (3<sup>a</sup>, 2012, Santiago, Chile). El rol de las pequeñas centrales hidroeléctricas en el desarrollo eléctrico. Santiago, Chile, CADE, 2012.
- 25.- EXPO Apemec (3<sup>a</sup>, 2012, Santiago, Chile). Evaluación ambiental sectorial de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas. Santiago, Chile, SERNAPESCA, 2012.
- 26.- EXPO Apemec (3<sup>a</sup>, 2012, Santiago, Chile). Modernización y avances gestión recursos hídricos. Santiago, Chile, DGA, 2012.
- 27.- FEDERAL Environmental Assessment Review Office. Addressing Cumulative Environmental Effects. Hull, Québec, Canada, Refence Guide, 1994.
- 28.- FRAGMENTATION and flow regulation of the world's large river systems by Christer Nilsson, Catherine A. Reidy, Mats Dynesius, Carmen Revenga. Science, 308: 405-408, 2005.
- 29.- JOULE Centre Annual Conference. Small Hydro Power Schemes in the North West of England: Overcoming the Barriers (1<sup>a</sup>, 2008, Rheged, England). Low Head Hydro Turbines. Rheged, England, ANDRITZ, 2008.
- 30.- KOSNIK, Lea. The potential for small scale hydropower development in the US. Energy Policy, 38: 5512–5519, 2010.
- 31.- KOSNIK, Lea. The potential of water power in the fight against global warming in the US. Energy Policy, 36: 3262–3265, 2008.
- 32.- KOUTSOYIANNIS, Demetris. Scale of water resources development and sustainability: small is beautiful, large is great. Hydrological Sciences Journal. 56(4), 2011.
- 33.- Ley N° 19.300. CHILE. Sobre bases generales del medio ambiente. Modificada por la Ley 20.173. Comisión Nacional del Medio Ambiente, Santiago, Chile, 27 marzo de 2007.
- 34.- Ley N° 20.017. CHILE.

- 35.- Ley N° 20.257. CHILE. Introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales. Ministerio de Economía, Santiago, Chile, 20 de marzo de 2008.
- 36.- MULTI-impact evaluation of new medium and large hydropower plants in Portugal centre region by Aníbal T. de Almeida, Pedro S. Moura, Alféu S. Marques, José L. de Almeida. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 9: 149-167, 2005.
- 37.- NORCONSULT Andina, Desarrollo de pequeños proyectos hidroeléctricos basado en la experiencia Noruega, Santiago, CHILE, Norconsult Andina, 2011. 143p.
- 38.- ORDOÑEZ, Rodolfo. Metodología de identificación de impactos ambientales en pequeñas centrales hidroelectricas en cauces naturales. Memoria de Título (Ingeniero Civil, mención hidráulica). Santiago, Chile. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, 2011. 115 h.
- 39.- PALMA, Rodrigo., JIMÉNEZ, Guillermo., ALARCÓN, Ignacio. Las Energías Renovables No Convencionales en el mercado eléctrico chileno. Santiago, ByB Impresores, 2009. 122p.
- 40.- PINHO, Paulo, MAIA Rodrigo, MONTERROSO Ana. The quality of Portuguese Environmental Impact Studies: The case of small hydropower projects. Environmental Impact Assessment Review, 27: 189-205, 2007.
- 41.- PORTER, Alan L. y FITTIPALDI, John J. Environmental Methods Review: Retooling Impact Assessment for the New Century. Fargo, North Dakota, USA, 1998. 309p.
- 42.- POSTEL, S. and RICHTER, B. Rivers for life. Managing water for people and nature. Island Press, 2003.
- 43.- PROGEA, “Demanda Energética Nacional a Largo Plazo, Modelo de Proyección” estudio contratado por la Comisión Nacional de Energía al Programa de Gestión y Economía Ambiental del Departamento de Ingeniería Industrial de la Universidad de Chile, Santiago, 2008.
- 44.- RICHTER, Brian, JEFFREY V. Robert, BRAUN David. How much water does a river need?. Freshwater Biology, 37: 231-249, 1997.
- 45.- ROJANAMON, Pannathat, CHAISOMPHOB Taweep, BUREEKUL Thawilwadee. Application of geographical information system to site selection of small run-of-river hydropower project by considering engineering/economic/environmental criteria and social impact. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13: 2336-2348, 2009.

46.- SERVICIO de Evaluación Ambiental. [En línea] < [www.sea.gob.cl](http://www.sea.gob.cl) > [Consulta: 1 de Julio de 2011]

47.- TELLO, Pablo. Guía de apoyo para desarrolladores de proyectos minihidroeléctricos. CER, Santiago, CHILE, 2011. 160p.

48.- THERIVEL, Riki, ROSS Bill. Cumulative effects assessment: Does scale matter?. Environmental Impact Assessment Review, 27: 365-385, 2007.

49.- UNIDAD SIG. Divisoria de cuencas por comuna. Santiago, CHILE, 1997. 13p.

50.- UTILIZATION of carbón-negative biofuels from low-input high-diversity grassland biomass for energy in China by X. Zhou, B. Xiao, RM Ochieng, J. Yang. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 13(2): 479-485, 2009.

## Anexo A Componentes pequeñas centrales hidroeléctricas

### A.1 Captación

La obra de captación o de toma cumple la función de atraer y almacenar una porción del caudal del cauce. Para esto se construye un pequeño muro de tal forma de asegurar una profundidad y sumergencia mínima para asegurar que la toma opere de forma eficiente. Dentro de la obra de captación se construyen obras para el paso del caudal no utilizado por la central y en algunas ocasiones escaleras de peces como medida de mitigación y para evitar que los mismos entren en las instalaciones (Ordoñez, 2011).



**Figura 6-1:** Obra de captación.

(Fuente: Mery, 2007)

### A.2 Desarenador

Los sólidos en suspensión que son captados junto con el caudal en la bocatoma deben ser eliminados, ya que al entrar en contacto con la turbina bajan su eficiencia y además pueden dañarla, disminuyendo su vida útil. Para esto se utilizan los desarenadores, que corresponden a zonas de baja velocidad de flujo que permiten que las partículas decanten por gravedad. No siempre son necesarios ya que dependerá del régimen sedimentológico del río (Ordoñez, 2011).



**Figura 6-2:** Desarenador con vertedero lateral y compuertas de control.

(Fuente: DIA, Mini Central hidroeléctrica Cayucupil, 2009)

### **A.3 Obra de seguridad**

Estas obras están orientadas a descargar el exceso de caudal que se sucede tras sus aumentos, para el correcto funcionamiento de la central. Están ubicadas generalmente inmediatamente a un costado o inmediatamente aguas arriba de la cámara de carga (Ordoñez, 2011).

### **A.4 Cámara de carga**

La Cámara de Carga tiene como objetivo estabilizar la cantidad de agua que fluye en el afluente a la central. Asimismo, posibilita maniobras que signifiquen cambios rápidos de caudal, lo cual sirve como zona de transición controlada entre las obras de conducción y la tubería en presión. Esto asegura que no entren burbujas de aire que puedan provocar cavitación. En muchas ocasiones, además, es ocupada también como obra desarenadora (Ordoñez, 2011).



**Figura 6-3:** Cámara de carga.

(Fuente: Mery, 2007)

### **A.5 Tubería en presión**

Esta tubería tiene por finalidad conducir el agua desde la cámara de carga hasta la casa de máquinas. En su interior se presenta la transformación de energía potencial a energía cinética y de presión a medida que desciende el agua. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra la zona de la tubería en presión y la cámara de carga tipo central hidroeléctrica (Ordoñez, 2011).



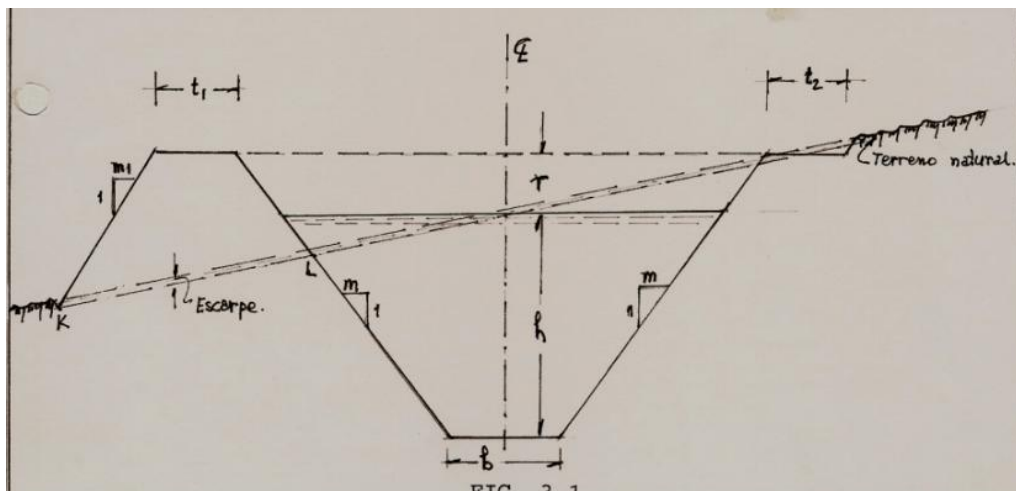


**Figura 6-4:** Tubería en presión.

(Fuente: Mery, 2007)

### A.6 Obras de conducción

Para la conducción del caudal se utilizan canales, túneles y sifones en caso de ser necesario. La principal preocupación es que el agua se mantenga limpia y minimice las pérdidas antes de entrar a la cámara de carga. En los proyectos de Pequeñas Centrales Hidráulicas es necesaria además una obra de conducción para restituir el agua al cauce (Ordoñez, 2011).



**Figura 6-5:** Plano canal trapecial.

(Fuente: Mery, 2007).

### A.7 Casa de máquinas

La casa o caverna de máquinas, en caso de estar enterrada, es el edificio que da alojamiento a los equipos que permiten la transformación de la energía hidráulica en energía eléctrica. Se encuentran entre ellos turbinas, generadores, equipos auxiliares y tableros de control (Ordoñez, 2011).



**Figura 6-6:** Casa de Máquinas, Central Guayacán.

(Fuente: Ordoñez, 2011).

## **A.8 Turbina**

Máquina de una central hidroeléctrica, en la que el agua se introduce, en una o más paletas unidas a su eje, de tal manera que el mismo adquiere rotación que transforma la energía del agua en energía mecánica (Norconsult, 2011).

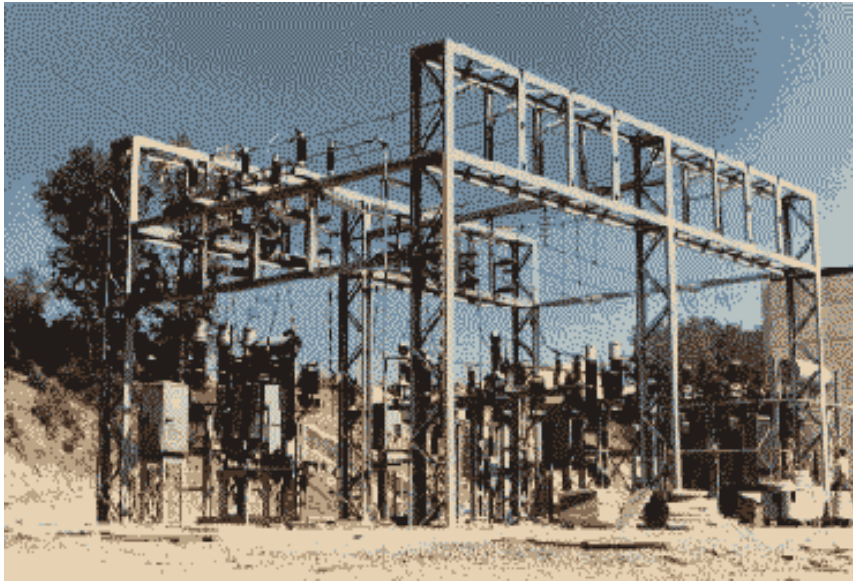
Los principales tipos de turbina son:

- Turbina Francis: Turbina que se utiliza con alturas de caída medias y altas.
- Turbina Kaplan: Es un tipo de turbina utilizado en pequeñas alturas de caída.
- Turbina Pelton: Tipo de turbina que, en las centrales hidroeléctricas mayores, utilizan grandes alturas de caída (más de 500-600 metros), pero también se utilizan en las centrales pequeñas, con menores alturas de caída y menor capacidad de admisión o caudal máximo que la turbina es capaz de utilizar.

## **A.9 Subestación**

Este tipo de proyecto debe considerar la construcción y operación de una subestación eléctrica o patio de alta tensión donde se ubiquen los transformadores de poder para elevar el voltaje y comenzar la transmisión (Ordoñez, 2011).





**Figura 6-7:** Subestación.

(Fuente: Ordoñez, 2011).

### **A.10 Otras obras**

Si bien no son obras propias de las centrales, deben considerarse para la evaluación de impacto ambiental las rutas de acceso y las instalaciones de apoyo necesarias especialmente durante la etapa de construcción de la central entre las que se encuentran botaderos, plantas de hormigón, campamento, etc. (Ordoñez, 2011).

## Anexo B

En las siguientes tablas, se presentan los impactos ambientales asociados a las obras que componen las PCH en las etapas de construcción, operación y abandono (Norconsult, 2011).

**Tabla 6-1:** Aspectos ambientales de la etapa de construcción de una PCH.

(Fuente: Norconsult, 2011)

<b>Obra</b>	<b>Acción etapa construcción</b>	<b>Aspectos ambientales</b>
<b>Bocatoma y obras de captación</b>	Desvío del río, despeje de vegetación, escarpe, uso de maquinaria y combustibles fósiles, provisión de equipos, uso de mano de obra, instalación de faenas, uso de áridos, hormigón, rejas, válvulas, entre otras.	Alteración de hábitats de la fauna íctica, alteración de la calidad del agua, emisiones atmosféricas y e gases de efecto invernadero, alteración de hábitats de flora y fauna, impacto social, uso de vialidad para despacho de maquinaria pesada equipos, áridos y hormigón. Cambio de usos de suelos en áreas de botadero, riesgo físico. Generación de ruido y vibraciones. Alteración de paisaje.
<b>Canal de aducción</b>	Despeje de vegetación, escarpe, uso de maquinaria, provisión de equipos, mano de obra, cortes en terreno, uso de botaderos, de áridos, de hormigón, válvulas, entre otros.	Emisiones atmosféricas y de gases de efecto invernadero, alteración de hábitats de flora y fauna, impacto social, uso de vialidad para despacho de maquinaria pesada, equipos, áridos y hormigón. Cambio de uso de suelos en áreas de botadero, riesgo físico. Generación de ruido y vibraciones. Alteración de paisaje.
<b>Desarenador</b>	Despeje de vegetación, escarpe, uso de maquinaria, provisión de equipos, mano de obra, cortes en terreno, uso de botaderos, de áridos, de hormigón, válvulas, entre otros.	Emisiones atmosféricas y de gases de efecto invernadero, alteración de hábitats de flora y fauna, impacto social, uso de vialidad para despacho de maquinaria pesada, equipos, áridos y hormigón. Cambio de uso de suelos en áreas de botadero, riesgo físico. Generación de ruido y vibraciones. Alteración de paisaje.
<b>Cámara de carga</b>	Despeje de vegetación, escarpe, uso de maquinaria, provisión de equipos, mano de obra, cortes en terreno, uso de botaderos, de áridos, de hormigón, válvulas, entre otros.	Emisiones atmosféricas y de gases de efecto invernadero, alteración de hábitats de flora y fauna, impacto social, uso de vialidad para despacho de maquinaria pesada, equipos, áridos y hormigón. Cambio de uso de suelos en áreas de botadero, riesgo físico. Generación de ruido y vibraciones. Alteración de paisaje.
<b>Tubería de presión</b>	Despeje de vegetación, escarpe, uso de maquinaria, provisión de equipos, mano de obra, cortes en terreno, uso de botaderos, de áridos, de hormigón, válvulas, entre otros.	Emisiones atmosféricas y de gases de efecto invernadero, alteración de hábitats de flora y fauna, impacto social, uso de vialidad para despacho de maquinaria pesada, equipos, áridos y hormigón. Cambio de uso de suelos en áreas de botadero, riesgo físico. Generación de ruido y vibraciones. Alteración de paisaje.
<b>Sala de máquinas</b>	Cambio de uso de suelos. Despeje de vegetación, escarpe, uso de maquinaria, provisión de equipos, mano de obra, cortes en terreno, uso de botaderos, de áridos, de hormigón, válvulas, entre	Emisiones atmosféricas y de gases de efecto invernadero, alteración de hábitats de flora y fauna, impacto social, uso de vialidad para despacho de maquinaria pesada, equipos, áridos y hormigón. Cambio de uso de suelos en áreas de botadero, riesgo físico. Generación de ruido y vibraciones. Alteración de paisaje.

	otros.	
<b>Equipamiento de operación, control y comunicaciones</b>	Mano de obra, despacho de equipos y materiales	Impacto social. Impacto sobre la vialidad. Generación de ruido.
<b>Provisión de turbina y equipos de generación</b>	Mano de obra, despacho de equipos y materiales	Impacto social. Impacto sobre la vialidad. Generación de ruido.
<b>Canal de restitución</b>	Despeje de vegetación, escarpe, uso de maquinaria, provisión de equipos, mano de obra, cortes en terreno, uso de botaderos, de áridos, de hormigón, válvulas, entre otros.	Emisiones atmosféricas y de gases de efecto invernadero, alteración de hábitats de flora y fauna, impacto social, uso de vialidad para despacho de maquinaria pesada, equipos, áridos y hormigón. Cambio de uso de suelos en áreas de botadero, riesgo físico. Generación de ruido y vibraciones. Alteración de paisaje.
<b>Subestación eléctrica</b>	Cambio de uso de suelos. Despeje de vegetación, escarpe, uso de maquinaria, provisión de equipos, mano de obra, cortes en terreno, uso de botaderos, de áridos, de hormigón, válvulas, entre otros.	Emisiones atmosféricas y de gases de efecto invernadero, alteración de hábitats de flora y fauna, impacto social, uso de vialidad para despacho de maquinaria pesada, equipos, áridos y hormigón. Cambio de uso de suelos en áreas de botadero, riesgo físico. Generación de ruido y vibraciones. Alteración de paisaje.
<b>Caminos de servicio</b>	Despeje de vegetación, escarpe, uso de maquinaria, provisión de equipos, mano de obra, cortes en terreno, uso de botaderos, de áridos, de hormigón, válvulas, entre otros.	Emisiones atmosféricas y de gases de efecto invernadero, alteración de hábitats de flora y fauna, impacto social, uso de vialidad para despacho de maquinaria pesada, equipos, áridos y hormigón. Cambio de uso de suelos en áreas de botadero, riesgo físico. Generación de ruido y vibraciones. Alteración de paisaje.
<b>Obras de arte como puentes y bajadas de aguas lluvias</b>	Despeje de vegetación, escarpe, uso de maquinaria, provisión de equipos, mano de obra, cortes en terreno, uso de botaderos, de áridos, de hormigón, válvulas, entre otros.	Emisiones atmosféricas y de gases de efecto invernadero, alteración de hábitats de flora y fauna, impacto social, uso de vialidad para despacho de maquinaria pesada, equipos, áridos y hormigón. Cambio de uso de suelos en áreas de botadero, riesgo físico. Generación de ruido y vibraciones. Alteración de paisaje.
<b>Tendido eléctrico</b>	Despeje de vegetación, escarpe, uso de maquinaria, provisión de equipos, mano de obra, cortes en terreno, uso de botaderos, de áridos, de hormigón, válvulas, entre otros.	Emisiones atmosféricas y de gases de efecto invernadero, alteración de hábitats de flora y fauna, impacto social, uso de vialidad para despacho de maquinaria pesada, equipos, áridos y hormigón. Cambio de uso de suelos en áreas de botadero, riesgo físico. Generación de ruido y vibraciones. Alteración de paisaje.

**Tabla 6-2:** Aspectos ambientales de la etapa de operación de una PCH.

(Fuente: Norconsult, 2011)

<b>Obra</b>	<b>Acción etapa operación</b>	<b>Aspectos ambientales</b>
<b>Manejo de caudales para la generación</b>	Operación de válvulas que permiten el ingreso de aguas al sistema de generación, de manera de mantener el caudal ecológico del río.	Alteración de hábitats de la fauna íctica, alteración de la calidad del agua, alteración de hábitats de flora y fauna, impacto social, uso de vialidad. Alteración de paisaje.
<b>Generación eléctrica</b>	Operación del sistema de generación: bocatoma-canal de aducción-cámara de carga - tubería de presión -turbina-canal de restitución.	Alteración de hábitats de flora y fauna, impacto social, uso de vialidad. Generación de ruido y vibraciones. Alteración de paisaje.
<b>Transmisión de la energía</b>	Evacuación de la energía desde sala de máquinas a subestación eléctrica y desde allí a las redes de distribución.	Impacto social. Alteración de paisaje.
<b>Descarga de agua por crecidas del río</b>	Temporalmente y durante crecidas puntuales, se debe desviar el caudal sobrenadante. Se debe en todo momento resguardar el caudal ecológico.	Alteración de la calidad del agua. Alteración del hábitats de la fauna íctica. Generación de ruido y vibraciones. Alteración de paisaje.
<b>Mantenciones periódicas</b>	Se debe controlar que todas las obras de infraestructura, así como maquinaria y equipos, se encuentren operativas en óptimas condiciones en todo momento.	Emissiones atmosféricas, impacto social, uso de vialidad. Generación de ruido.
<b>Gestión de insumos</b>	Se debe permanentemente contar con ciertos insumos para la operación normal de la central. Esto implica despachos a y desde el lugar de emplazamiento de la central a centros de acopio y distribución de materiales.	Emissiones atmosféricas y de gases de efecto invernadero, impacto social, uso de vialidad para despacho de insumos, maquinaria y equipos. Generación de ruido.
<b>Gestión de residuos sólidos</b>	Se debe permanentemente contar con una correcta gestión de residuos sólidos conforme la normativa vigente para la operación normal de la central. Esto implica despachos a lugares de disposición de residuos sólidos autorizados.	Impacto social. Impacto sobre la vialidad. Generación de ruido.
<b>Gestión de residuos líquidos</b>	Se debe permanentemente contar con una correcta gestión de residuos líquidos conforme la normativa vigente para la operación normal de la central. Esto implica una disposición de residuos líquidos autorizados por el Servicio de Salud.	Impacto social. Impacto sobre la vialidad. Generación de ruido.
<b>Gestión de sustancias peligrosas</b>	Se debe permanentemente contar con una correcta gestión de sustancias peligrosas (sólidas o líquidas) mediante gestores debidamente autorizados conforme la normativa vigente para la operación normal de la central. Esto implica despachos a lugares de disposición de este tipo de sustancias que se encuentren autorizados.	Emissiones atmosféricas y de gases de efecto invernadero, alteración de hábitats de flora y fauna, impacto social, uso de vialidad para despacho de maquinaria pesada, equipos, áridos y hormigón. Cambio de uso de suelos en áreas de botadero, riesgo físico. Generación de ruido y vibraciones. Alteración de paisaje.

**Tabla 6-3:** Aspectos ambientales de la etapa de abandono de una PCH.

(Fuente: Norconsult, 2011)

<b>Obra</b>	<b>Acción etapa abandono</b>	<b>Aspectos ambientales</b>
<b>Desmantelamiento de Bocatoma y de obras de captación</b>	Desvío del río, uso intensivo de maquinaria pesada y de combustibles fósiles, provisión de equipos, uso de mano de obra. Reconstrucción de áreas verdes y bordes de cauce.	Alteración de hábitats de la fauna íctica, alteración de calidad del agua, emisiones atmosféricas y de gases de efecto invernadero, alteración de hábitats de flora y fauna, impacto social, uso de vialidad para despacho y tránsito de maquinaria pesada. Cambio de uso de suelos. Generación de ruido y vibraciones. Recuperación de paisaje.
<b>Desmantelación de obras civiles</b>	Uso intensivo de maquinaria pesada, mano de obra, recuperación de áreas de cortes en terreno. Recuperación de hábitats de flora y fauna.	Emisiones atmosféricas y de gases de efecto invernadero, alteración de hábitats de flora y fauna, impacto social, uso de vialidad para despacho y tránsito de maquinaria pesada. Cambio de uso de suelos. Generación de ruido y vibraciones. Recuperación de paisaje.
<b>Gestión de sustancias peligrosas</b>	Uso de maquinaria y su mantención generan sustancias peligrosas. Se requiere de contratación de mano de obra técnica. El desmantelamiento de algunos elementos eléctricos genera sustancias peligrosas.	Emisiones atmosféricas y de gases de efecto invernadero, impacto social, uso de vialidad. Riesgos físicos.
<b>Gestión de residuos sólidos</b>	Se debe permanentemente contar con una correcta gestión de residuos sólidos conforme la normativa vigente para la operación normal de la central. Esto implica despachos a lugares de disposición de residuos sólidos autorizados.	Emisiones atmosféricas y de gases de efecto invernadero, alteración de hábitats de flora y fauna, impacto social, uso de vialidad para despacho de maquinaria pesada, quipos, áridos y hormigón. Cambio de uso de suelos en áreas de botadero, riesgo físico. Generación de ruido y vibraciones. Alteración de paisaje.
<b>Gestión de residuos líquidos</b>	Se debe permanentemente contar con una correcta gestión de residuos líquidos conforme la normativa vigente para la operación normal de la central. Esto implica despachos a lugares de disposición de residuos lícuídos autorizados por el Servicio de Salud.	Emisiones atmosféricas y de gases de efecto invernadero, alteración de hábitats de flora y fauna, impacto social, uso de vialidad para despacho de maquinaria pesada, quipos, áridos y hormigón. Cambio de uso de suelos en áreas de botadero, riesgo físico. Generación de ruido y vibraciones. Alteración de paisaje.
<b>Movimientos de tierras</b>	Regeneración de áreas de vegetación, uso intensivo de maquinaria, recuperación de áreas de cortes en terreno.	Emisiones atmosféricas y de gases de efecto invernadero, alteración de hábitats de flora y fauna, impacto social, uso de vialidad para despacho y tránsito de maquinaria pesada. Recuperación de suelos. Generación de ruido y vibraciones. Alteración de paisaje.
<b>Reforestación o recuperación de zonas de botaderos</b>	Regeneración de áreas de vegetación, uso intensivo de maquinaria, recuperación de áreas de cortes en terreno y botadero.	Emisiones atmosféricas y de gases de efecto invernadero, alteración de hábitats de flora y fauna, impacto social, uso de vialidad para despacho y tránsito de maquinaria pesada. Recuperación de suelos. Generación de ruido y vibraciones. Alteración de paisaje.
<b>Consumo de combustibles fósiles</b>	Etapa tremendamente demandante de combustibles fósiles.	Generación de gases de efecto invernadero.

## Anexo C Leyes

### C.1 Ley Número 20.257

Introduce modificaciones a la Ley General de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales.

Proyecto de Ley:

**"Artículo único.-** Introdúcense en el decreto con fuerza de ley N° 4, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, que contiene la Ley General de Servicios Eléctricos, las siguientes modificaciones:

1) Intercálase en el inciso primero del artículo 79°, entre las expresiones "generación" y "conectados", las siguientes oraciones: "renovable no convencionales y de las instalaciones de cogeneración eficiente, definidos en las letras aa) y ac) del artículo 225° de esta ley, que se encuentren", y sustitúyense las oraciones "cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión,", por la expresión "y".

2) Agrégase, a continuación del artículo 150°, el siguiente artículo 150° bis:

**"Artículo 150° bis.-** Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, deberá acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, que una cantidad de energía equivalente al 10% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados.

La empresa eléctrica podrá también acreditar el cumplimiento de la obligación señalada en el inciso primero, mediante inyecciones de energía renovable no convencional realizadas a los sistemas eléctricos durante el año calendario inmediatamente anterior, en la medida que dichas inyecciones no hayan sido acreditadas para el cumplimiento de la obligación que correspondió a ese año.

Cualquier empresa eléctrica que exceda el porcentaje señalado en el inciso primero 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. Una copia autorizada del respectivo convenio deberá entregarse a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo para que se imputen tales excedentes en la acreditación que corresponda.

La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación a que se refiere este artículo al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, 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.

Sin perjuicio de lo anterior, cualquier empresa eléctrica deficitaria podrá, con un límite de 50%, postergar hasta en un año la acreditación de la obligación que le corresponda al término de un año calendario, siempre que lo haya comunicado a la Superintendencia antes del 1 de marzo siguiente al año calendario referido.

Las Direcciones de Peajes de los CDEC de los sistemas eléctricos mayores a 200 megawatts deberán coordinarse y llevar un registro público único de las obligaciones, inyecciones y traspasos de energía renovable no convencional de cada empresa eléctrica, así como de toda la información necesaria que permita acreditar el cumplimiento de las obligaciones y la aplicación de las disposiciones contenidas en este artículo.

Los cargos señalados en el inciso cuarto se destinarán a los clientes finales y a los clientes de las distribuidoras cuyos suministros hubieren cumplido la obligación prevista en el inciso primero de este artículo.

Las sumas de dinero que se recauden por estos cargos, se distribuirán a prorrata de la energía consumida por los clientes indicados en el inciso anterior durante el año calendario en que se incumplió la obligación del inciso primero.

La Dirección de Peajes del CDEC respectivo calculará y dispondrá tanto el pago de los cargos que cada empresa deberá abonar para que se destinen a los clientes aludidos en base a los montos recaudados de las empresas que no hubiesen cumplido la obligación, así como las transferencias de dinero a que haya lugar entre ellas. La Superintendencia deberá requerir a la Dirección de Peajes y a las empresas concernidas la información necesaria para fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones que se les impone en este inciso.

Toda controversia que surja en la aplicación del inciso anterior con la Dirección de Peajes del CDEC respectivo promovida por las empresas eléctricas sujetas a la obligación prevista en el inciso primero o por las distribuidoras y clientes finales, será dictaminada por el panel de expertos, organismo que deberá optar por uno de los valores propuestos por quien promueve la discrepancia o por la referida Dirección, entendiéndose que ésta se formaliza en las presentaciones que deberán realizar al panel, en sobre cerrado, dentro de los quince días siguientes al cálculo efectuado por la Dirección de Peajes. Para expedir el dictamen respectivo, el aludido Panel deberá ceñirse al procedimiento aplicable a las discrepancias previstas en el número 11 del artículo 208°.

Sólo para los efectos de la acreditación de la obligación señalada en el inciso primero, se reconocerán también las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40.000 kilowatts, las que se corregirán por un factor proporcional igual a uno menos el cociente entre el exceso sobre 20.000 kilowatts de la potencia máxima de la central y 20.000 kilowatts, lo que se expresa en la siguiente fórmula:

$$FP = 1 - ((PM - 20.000 \text{ kw})/20.000 \text{ kw})$$

Donde FP es el factor proporcional antes señalado y PM es la potencia máxima de la central hidroeléctrica respectiva, expresada en kilowatts."

3) Suprímese el inciso quinto del artículo 157°.

4) Agréganse, en el artículo 225°, a continuación de la letra z), las siguientes letras aa), ab) y ac):

"aa) Medios de generación renovables no convencionales: los que presentan cualquiera de las siguientes características:

- 1) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
  - 2) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kilowatts.
  - 3) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
  - 4) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.
  - 5) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
  - 6) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.
  - 7) Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.
- ab) Energía renovable no convencional: aquella energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales.
- ac) Instalación de cogeneración eficiente: instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento".

## **DISPOSICIONES TRANSITORIAS**

**Artículo 1° transitorio.-** La obligación contemplada en el artículo 150° bis que esta ley incorpora a la Ley General de Servicios Eléctricos, regirá a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.

El cumplimiento de la obligación referida deberá efectuarse con medios de generación renovables no convencionales o con los señalados en el inciso final del artículo 150° bis que introduce esta ley, propios o contratados, que se hayan interconectado a los sistemas eléctricos con posterioridad al 1 de enero de 2007.

También se podrá cumplir la obligación referida con medios de generación renovables no convencionales, que encontrándose interconectados a los sistemas eléctricos con anterioridad a la fecha señalada en el inciso precedente, amplíen su capacidad instalada de generación con posterioridad a dicha fecha y conserven su condición de medio de generación renovable no convencional una vez ejecutada la ampliación. Para los efectos de la acreditación de la obligación señalada, las inyecciones provenientes de los medios de generación referidos en este inciso, se corregirán por un factor proporcional igual al cociente entre la potencia adicionada con posterioridad al 1 de enero del 2007 y la potencia máxima del medio de generación luego de la ampliación.



Con todo, la obligación aludida en el inciso primero será de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación el año 2015 deberán cumplir con un 5,5%, los del año 2016 con un 6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 10% previsto en el artículo 150° bis.

El aumento progresivo dispuesto en el inciso anterior, no será exigible respecto de los retiros de energía asociados al suministro de empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica, para satisfacer consumos de clientes regulados, que hubieren iniciado el proceso de licitación que dispone el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos, con anterioridad a la publicación de esta ley.

**Artículo 2° transitorio.-** La Comisión Nacional de Energía, mediante resolución exenta, establecerá las disposiciones de carácter técnico que sean necesarias para la adecuada implementación de las normas que esta ley introduce a la Ley General de Servicios Eléctricos y para la aplicación de la disposición transitoria precedente.

**Artículo 3° transitorio.-** La obligación contemplada en el artículo 150° bis que esta ley incorpora a la Ley General de Servicios Eléctricos, regirá por 25 años a contar del 1 de enero del año 2010.

**Artículo 4° transitorio.-** Las empresas eléctricas deberán acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo que, a lo menos el cincuenta por ciento del aumento progresivo de 0,5% anual de la obligación, contemplado en el inciso cuarto del artículo primero transitorio, ha sido cumplido con inyecciones de energía de medios propios o contratados, elegidas mediante un proceso competitivo, transparente y que no implique una discriminación arbitraria".

## **C.2 Ley Número 20.017**

Introduce modificaciones a la Ley Número 1.122 de la protección de las aguas y cauces.

**Artículo 129 bis.** Si de la ejecución de obras de recuperación de terrenos húmedos o pantanosos resultara perjuicio a terceros, las aguas provenientes de tales obras deberán ser vertidas al cauce natural más próximo. De no ser posible lo anterior, ellas serán vertidas a cauces artificiales, con autorización de sus propietarios, o a otros cauces naturales. En este último caso, deberá obtenerse autorización de la Dirección General de Aguas en conformidad al Párrafo 1° del Título I del Libro II de este Código.

**Artículo 129 bis 1.-** Al constituir los derechos de aprovechamiento de aguas, la Dirección General de Aguas velará por la preservación de la naturaleza y la protección del medio ambiente, debiendo para ello establecer un caudal ecológico mínimo, el cual sólo afectará a los nuevos derechos que se constituyan, para lo cual deberá considerar también las condiciones naturales pertinentes para cada fuente superficial.

El caudal ecológico mínimo no podrá ser superior al veinte por ciento del caudal medio anual de la respectiva fuente superficial.

En casos calificados, y previo informe favorable de la Comisión Regional de Medio Ambiente respectiva, el Presidente de la República podrá, mediante decreto fundado, fijar caudales ecológicos mínimos diferentes, sin atenerse a la limitación establecida en el inciso anterior, no pudiendo afectar derechos de aprovechamiento existentes. Si la respectiva fuente natural recorre más de una región, el informe será evacuado por la Comisión Nacional del Medio Ambiente. El caudal ecológico que se fije en virtud de lo dispuesto en el presente inciso, no podrá ser superior al cuarenta por ciento del caudal medio anual de la respectiva fuente superficial.

**Artículo 129 bis 2.-** La Dirección General de Aguas podrá ordenar la inmediata paralización de las obras o labores que se ejecuten en los cauces naturales de aguas corrientes o detenidas que no cuenten con la autorización competente y que pudieran ocasionar perjuicios a terceros, para lo cual podrá requerir el auxilio de la fuerza pública en los términos establecidos en el artículo 138 de este Código, previa autorización del juez de letras competente en el lugar en que se realicen dichas obras.

Asimismo, en las autorizaciones que otorga la Dirección General de Aguas referidas a modificaciones o nuevas obras en cauces naturales que signifiquen una disminución en la recarga natural de los acuíferos, podrán considerarse medidas mitigatorias apropiadas. De no ser así, se denegará la autorización de que se trate.

**Artículo 129 bis 3.-** La Dirección General de Aguas deberá establecer una red de estaciones de control de calidad, cantidad y niveles de las aguas tanto superficiales como subterráneas en cada cuenca u hoyo hidrográfica. La información que se obtenga será pública y deberá proporcionarse a quien la solicite.

## **Anexo D Etapas de desarrollo de una EIA**

### **D.1 Descripción del proyecto**

Los aspectos a incluir en la descripción del proyecto, según lo que interesa en una EIA son los siguientes:

- a) Área de influencia ambiental del proyecto.
- b) Ubicación exacta de las obras y de los lugares en que impactará directamente.
- c) Métodos constructivos y tiempos estimados.
- d) Métodos y tecnología para la operación, combustibles, etc.
- e) Acciones y actividades relevantes durante la etapa de construcción y de operación.
- f) Magnitudes relevantes del proyecto.
- g) Situación del entorno del proyecto.
- h) Antecedentes sobre percepción del proyecto por parte de los involucrados o afectados.

La descripción del proyecto deber ser tal que permita analizar las actividades y acciones desde el punto de vista ambiental.

### **D.2 Línea de base**

La línea de base corresponde al conjunto de valores de las variables ambientales (VA) en la situación sin proyecto. Para esto, debe definirse previamente cuáles serán las VA relevantes para el proyecto.

La Línea Base no es un estudio científico acerca del ambiente o de algún aspecto de éste, sino sólo la determinación del valor de las VA sin proyecto. Corresponde a la determinación de las características del medio físico, biótico, socio-cultural construido, etc. Cada uno de los cuales es analizado en forma científica, pero con los alcances y en el contexto de obtener los valores de las variables ambientales relevantes en el área de influencia del proyecto, en la situación sin proyecto.

Para realizar una Línea Base, se pueden utilizar las siguientes métodos, según sea el caso:

- Medición directa.
- Estimaciones con modelos u otros procedimientos.
- Inferencia, a partir de situaciones, lugares y proyectos similares, datos de la literatura, etc.

### **D.3 Identificación de impactos ambientales**

Esta etapa consiste en definir en forma cualitativa cuáles serán los impactos ambientales del proyecto. En primer lugar, se indica cuáles impactos se producirá, y luego, asignar características cualitativas a dichos impactos.

#### **D.4 Cuantificación de impactos**

La cuantificación de una VA en la situación con proyecto, puede hacerse a través de los siguientes métodos:

##### a) Aplicación de un modelo

El modelo debe representar el comportamiento del sistema, con una confiabilidad aceptable. Ej. La calidad de agua futura en un tramo de río, expresada como conductividad eléctrica, es función del caudal de la descarga de contaminantes del proyecto, aplicando un modelo de calidad de agua.

##### b) Inferencia o estimaciones sobre la base de casos similares

Esto consiste en suponer que el comportamiento de las VA será igual que en algún otro proyecto que esté operando, dadas las similitudes que existen, o bien, se aplican valores recomendados por la literatura especializada, asumiendo que las condiciones son similares. Ej. El nivel de ruido futuro de una carretera se supone, en forma conservadora, igual al que tiene actualmente una carretera cercana, ya que tienen un flujo vehicular similar.

Debe notarse que las VA a cuantificar para la situación con proyecto corresponden a las mismas que se determinaron en la Línea Base. Normalmente, las VA relevantes o determinantes en la factibilidad ambiental en un proyecto son pocas. Ej. En un proyecto de una fundición es la calidad del aire medido por el nivel de partículas en suspensión; en un proyecto de un camino nuevo, las interferencias del camino con la infraestructura existente.

#### **D.5 Valorización de impactos**

Esta etapa consiste en determinar la importancia de los impactos identificados y cuantificados, con respecto a la percepción ambiental de los afectados en forma directa o indirecta. La valoración tiene relación con decidir de acuerdo a principios o políticas del dueño del proyecto, si asume el riesgo y/o los costos de los impactos ambientales identificados. Se considera los impactos evaluados de acuerdo a:

- Percepción ambiental de la comunidad.
- Leyes, reglamentos y disposiciones legales a cumplir.
- Imagen del proyecto o de la empresa inversionista.
- Otros factores.

De esta forma, los impactos determinados anteriormente, después de esta etapa, pueden redefinirse con alguna de las siguientes alternativas:

- a) Mantener los impactos, lo cual implica que se reconocen como válidos y se asume plenamente los costos de las mitigaciones, compensaciones y en general todo lo que implique.
- b) Se disminuye el perfil de los impactos, de modo que se asume un riesgo de tener conflictos, a cambio de una disminución en los costos de las mitigaciones. En este caso, el dueño o responsable del proyecto es quien determina el riesgo a asumir.
- c) Revisar los estudios realizados y/o realizar otros análisis para tener mayor información para la decisión.

## **D.6 Selección de alternativas**

En esta etapa corresponde efectuar la decisión de la mejor alternativa del proyecto, desde el punto de vista ambiental. Las alternativas pueden ser de diversa importancia, a saber:

### a) Alternativas no estructurales

Corresponde a alternativas que no implican cambios en las obras, sino en los métodos o procedimientos de construcción o de operación, sin modificar en forma relevante las características del proyecto.

### b) Alternativas estructurales

Corresponde a alternativas que modifican obras, sin cambiar en forma sustancial el objetivo del proyecto.

## **D.7 Mitigación, atenuación, compensación ambiental y prevención**

La mitigación o atenuación se refiere a las medidas estructurales o no estructurales tendientes a disminuir el impacto ambiental del proyecto. Tanto los costos como las especificaciones técnicas relacionadas con estas medidas y todo otro antecedente que sea parte de su definición, deben ser incorporadas al proyecto que se construirá.

Las medidas de mitigación deben expresarse con los siguientes antecedentes:

- Descripción.
- Planos y/o especificaciones técnicas que requiera.
- Especificaciones para la operación.
- Presupuesto.

## **D.8 Monitoreo y plan de seguimiento ambiental**

El monitoreo consiste en la definición de un plan o programa de seguimiento durante la etapa de operación, de algunas variables ambientales relevantes, con el propósito de controlar la mantención en el tiempo de las condiciones ambientales estipuladas en el proyecto.

El monitoreo debe hacerse siguiendo un plan de seguimiento o vigilancia ambiental previo, el cual debe contener los siguientes antecedentes:

- Definición de las VA a medir: Cuáles VA, lugar exacto, periodicidad, método de medición y control.
- Método de elaboración o cálculo de resultados y la forma en que se captarán y almacenarán los datos.
- Forma cómo se hará el Análisis de resultados, normas o estándares de comparación, niveles críticos y peligrosos de las VA.
- Plan de gestión y acción según los resultados de las VA medidas. Se define las acciones a seguir, en caso que las VA. medidas sobrepasen límites establecidos.

Finalmente, el plan de monitoreo debe tener un presupuesto anual, con desglose mensual si lo requiere para los flujos de caja. Las inversiones correspondientes deben incluirse en la evaluación económica.

## **D.9 Factibilidad ambiental**

Determinación si el proyecto es ambientalmente factible, dado los resultados anteriores.

## **Anexo E Métodos específicos de evaluación de impacto ambiental**

### **E.1 Reuniones de Expertos**

Consisten en consultas a un grupo de expertos familiarizados con un proyecto o con sus tópicos especializados, permitiendo identificar una amplia gama de impactos y establecer medidas de mitigación. Su ventaja radica en la falta de formalidad y la facilidad para adaptar la evaluación a las circunstancias específicas de una acción. Sin embargo, se requiere formar equipos particulares para cada tipo de proyecto, lo cual no siempre conlleva un panel representativo en los temas; se recomienda usarlo sólo cuando se trata de estudiar un impacto muy concreto y circunscrito.

### **E.2 Listas de Chequeo o Verificación**

Comprenden una lista de factores ambientales que son potencialmente afectados por una acción humana. Las listas de chequeo son exhaustivas y permiten identificar rápidamente los impactos. Son de gran utilidad para la etapa inicial de la EIA, asegurando que impactos relevantes no sean omitidos y contribuyendo a una fácil comparación entre las distintas alternativas. Son algo rígidas, pues no permiten establecer un orden de relevancia de los impactos y localizarlos espacialmente.

### **E.3 Diagramas de Flujo**

Establecen relaciones de causalidad entre la acción y los impactos primarios. Si bien son relativamente fáciles de construir para impactos simples, se complican rápidamente con proyectos de más actividades o número de variables afectadas. Como metodologías de EIA, los diagramas de flujo son estrictamente complementarios con otras metodologías.

### **E.4 Cartografía Ambiental o Superposición de Mapas**

Esta metodología, diversos mapas que establecen impactos singulares sobre una región son sobrepuestos para obtener una visión general de ellos. Los mapas permiten identificar e incluso cuantificar un valor relativo a cada impacto. Es muy útil cuando existen variaciones espaciales de los impactos, siendo particularmente útiles para evaluar alternativas en proyectos como carreteras o líneas de transmisión. Sin embargo su mayor limitación es que solamente considera impactos que están relacionados espacialmente, dejando elementos relevantes de la EIA de lado.

### **E.5 Redes**

Son diagramas de flujo ampliados a fin de incorporar impactos de largo plazo que contribuyen a visualizar un resumen global de éstos en un proyecto, con sus interacciones. No obstante, no permiten estimar la relevancia de un impacto en particular y cuando la red es muy densa se genera dificultad para interpretar la información.

## **E.6 Matrices Causa – Efecto**

Consisten en tablas de doble entrada, donde en la primera columna se consideran las variables ambientales y en la fila número uno las actividades o etapas del proyecto. En las intersecciones de las filas y columnas se identifican los impactos correspondientes. Su uso es simple y puede materializarse con una pequeña recolección de datos, pero requiere de conocimiento del área afectada y de la naturaleza del proyecto. Es de gran utilidad si se intenta identificar el origen de ciertos impactos, pero tienen limitaciones al realizar consideraciones espaciales.

## **E.7 Matriz de Leopold**

La Matriz de Leopold es un tipo de matriz causa-efecto desarrollada en la década de 1970 para ser aplicada en proyectos de construcción. Considera 100 acciones que pueden causar impactos y 88 factores ambientales, lo cual entrega un total de 8800 celdas a rellenar. El gran número de variables hace que su utilización sea complicada, quedando muchas veces grandes espacios sin rellenar en la matriz. Otras limitaciones son que no se aplican a cada proyecto todas las acciones y que en determinados proyectos las interacciones no están señaladas en la matriz, perdiéndose la identificación de ciertos impactos.

Debido a estas complejidades, se ha disminuido la utilización de esta matriz, efectuándosele diversos ajustes para acercarla a cierto tipo de proyectos; por ejemplo, la Matriz de las grandes Presas confeccionada por la International Commission of Large Dams (ICOLD).

## **E.8 Método de Batelle**

El método de Batelle (1972) fue especialmente diseñado para evaluar impactos relacionados con recursos hídricos, sin embargo puede ser utilizado igualmente en otros tipos de proyectos. Corresponde a una lista de verificación con escalas de ponderación, en la cual las variables ambientales son ordenadas en 4 categorías, 17 componentes y 78 parámetros. La importancia relativa de cada variable es obtenida a través de un grupo de expertos y considerando la opinión de los actores involucrados.

La principal ventaja del método es que está sistematizado para la comparación de alternativas. Sin embargo, la lista de indicadores es limitada y arbitraria, sin tener en cuenta las relaciones entre componentes ambientales o las interacciones causa-efecto.



## Anexo F Métodos para la determinación de caudales ecológicos

### F.1 Legislación Suiza

La legislación Suiza establece la conservación de un caudal mínimo cualitativo y cuantitativo.

- El caudal mínimo cualitativo considera la calidad de agua superficial (tomando en cuenta los vertidos de aguas residuales actuales y futuros), la conservación de los biotopos y biocenosis atípicas, y el resguardo de lugares de esparcimiento, cuyo aspecto estético y ambiental dependa del agua.
- El caudal mínimo cuantitativo será de por lo menos 50 l/s. A partir de esta cantidad los caudales se definen en función del  $Q_{347}$ , debiéndose mantener una profundidad mínima de 20 cm, para permitir el movimiento migratorio de los peces, si el caudal es mayor a 50 l/s.

Los caudales ecológicos que define la Ley federal Suiza en función del  $Q_{347}$  son los que se presentan en la Tabla 6-4. Para calcular el valor de  $Q_{347}$  la ley suiza propone, para simplificar el cálculo, el uso de la ecuación (a). Esta ecuación se utiliza en el caso en que no existan caudales medios diarios, pero se cuente con información sobre el caudal medio anual.

$$Q_{347} = \frac{a_0 Q_{ma}}{10} \quad (a)$$

Donde  $a_0$  es un coeficiente que puede tomar los valores 0,5, 1, 1,5 y 1,8, sin especificar en qué casos se utiliza cada uno de ellos,  $Q_{ma}$  es el caudal medio anual. En este informe se utiliza el valor de  $a_0$  tal que  $Q_{347}$  se asemeje al valor obtenido de la serie histórica de caudales medios mensuales.

**Tabla 6-4:** Caudales ecológicos definidos por la legislación suiza.

Tipo Cauce	$Q_{347}$ [l/s]	Caudal Ecológico [l/s]
Aguas No Piscícolas	[0 - 1000]	$0,35Q_{347}$
Aguas Piscícolas	[0 - 60]	50
	[60 - 160]	$50+0,8(Q_{347} - 50)$
	160	130
	[160 - 500]	$130+0,44(Q_{347} - 160)$
	500	280
	[500 - 2500]	$280 + 0,31(Q_{347} - 500)$
	2500	900
	[2500 - 10000]	$900+0,2131(Q_{347} - 2500)$
	10000	2500
	[10000 - 60000]	$2500 + 0,15(Q_{347} - 10000)$
60000	10000	

### F.2 Legislación Vasca

La Dirección General de Obras Públicas del País Vasco en 1980 estimó un caudal de circulación permanente por los cauces regulados consistente en el 10% de las aportaciones naturales anuales medias al cauce, es decir, el 10% del caudal medio anual, criterio incluido dentro de los que recomienda la DGA.

### F.3 Legislación Francesa

La ley de aguas de Francia establece que el caudal ecológico debe ser la décima parte del caudal medio interanual evaluado con datos de un período mínimo de 5 años, y para módulos superiores a 80 m<sup>3</sup>/s puede extenderse hasta el 20% de este módulo.

### F.4 Legislación Asturiana

En el Principado de Asturias se aplica la legislación suiza con especial interés en la migración y potenciación de la producción de los salmónidos (*Salmo trutta* y *Salmo salar*). A partir de una modificación de la ley Suiza, el criterio adoptado por el Principado de Asturias define como caudal ecológico al mayor valor de caudal dado por las siguientes cuatro ecuaciones, las cuales se expresan en l/s.

$$Q_{ec} = 50 \quad (b)$$

$$Q_{ec} = \frac{15Q_{347}}{\ln Q_{347}^2} \quad (c)$$

$$Q_{ec} = 0,35Q_{347} \quad (d)$$

$$Q_{ec} = 0,25Q_{347} + 75 \quad (e)$$

El  $Q_{347}$  se calcula mediante la ecuación (a), en el caso de no contar con información de caudales medios diarios.

La Confederación Hidrográfica del Norte de España considera que la ecuación (e) da valores superiores a las ecuaciones (c) y (d), por ello la aplican en los ríos donde  $Q_{347} < 750$  l/s. En cambio, en las cuencas con caudal  $Q_{347} > 750$  l/s aplican la ecuación (d).

### F.5 Legislación de Nueva Inglaterra

La metodología usada en Nueva Inglaterra fue desarrollado por el US Fish and Wildlife Service en 1981, y calcula el caudal ecológico a partir de un valor representativo del aporte de caudal por unidad de superficie de cuenca. Este valor representativo quedó definido como la mediana del mes de Agosto, mes para el cual las condiciones hidrológicas son críticas en el estado de Nueva Inglaterra. Este valor es de 0,5 ft<sup>3</sup>/s/mi<sup>2</sup>, que en el sistema de internacional de unidades es de 0,005467 m<sup>3</sup>/s/km<sup>2</sup>.

### F.6 Método de Montana o Tennant

El Método de Montana fue desarrollado por Tennant en los Estados Unidos, para ser usado en la planificación a largo plazo en las pisciculturas en este país. Tennant usó una serie de observaciones personales realizadas en Montana y el medio oeste para categorizar las corrientes de acuerdo a las variaciones de la calidad del hábitat de la trucha dependiendo de los caudales que escurrían por los cauces. El método consiste en determinar un caudal mínimo expresado como un porcentaje del caudal medio anual que sustente la calidad de hábitat para peces.

Dado que la metodología fue realizada en base a observaciones del autor, éste considera la clasificación de la calidad del hábitat de acuerdo al juicio profesional del observador.

Se aplica a tramos de río en función de los registros de caudales medios mensuales en los cauces, tal como se indica en la Tabla 6-5.

**Tabla 6-5:** Porcentaje del caudal natural medio anual en función de la cuantificación de la calidad del hábitat.

Calificación de la Salud del Hábitat	Régimen de caudales recomendado	
	Otoño - Invierno [% del Qma]	Primavera-Verano [% del Qma]
Abundante o máximo	200	
Rango óptimo	60 - 100	
Prominente	40	60
Excelente	30	50
Bueno	20	40
Justo o Aceptable	10	30
Mínimo o Pobre	10	10
Degradación Severa	< 10	

### F.7 Método del perímetro mojado

Este método consiste en graficar los datos de perímetro mojado versus el caudal que escurre por cada sección. De esta manera, se elige el punto donde cambia la pendiente de la curva como el caudal buscado. Este punto de inflexión representa el caudal por encima del cual la variación del perímetro mojado comienza a disminuir. Es decir, se usa la sección transversal más angosta o sección crítica, como un índice de hábitat para el resto de la corriente, ya que se asume que el caudal mínimo obtenido en la sección crítica satisface también las necesidades mínimas de producción alimento, desove, etc, garantizándose la protección del hábitat mínimo necesario para preservar la calidad del ecosistema.

## Anexo G **Proyectos capacidad instalada mayor a 20 MW**

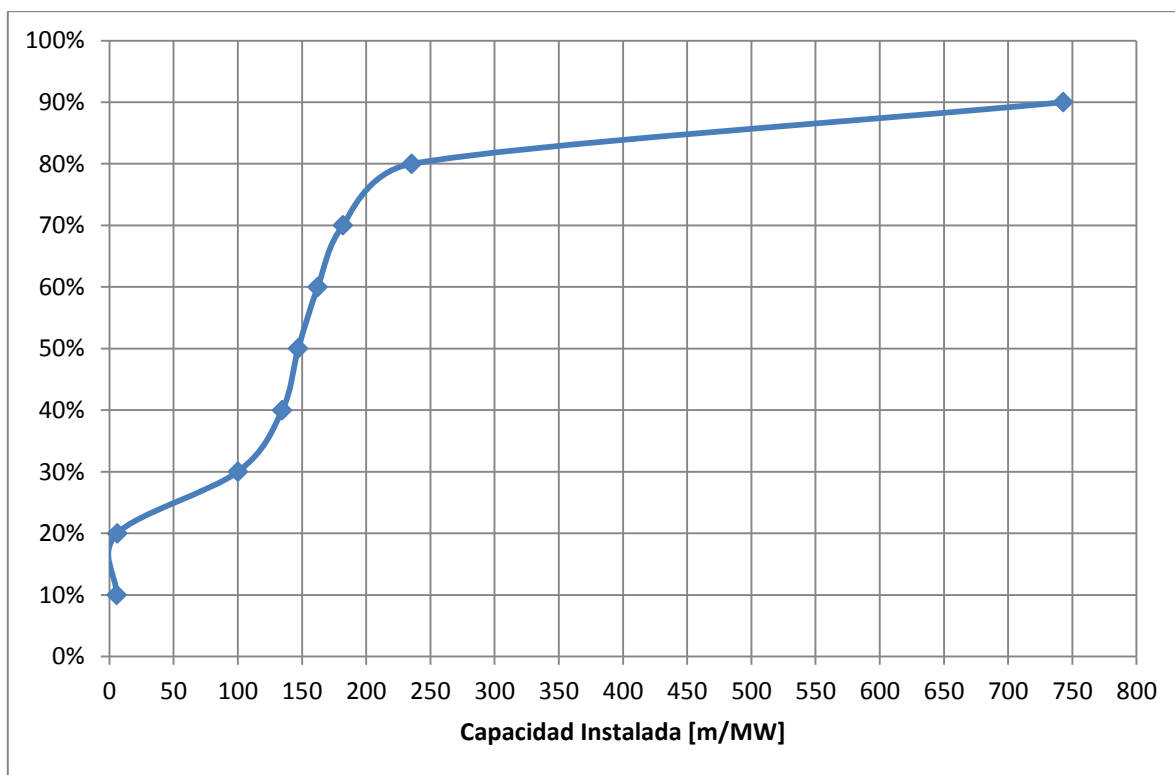
La Tabla 6-6 presenta el listado de proyectos con potencia instalada mayor a 20 MW con los que se tiene información disponible ingresados al SEA entre los años 2000 y Mayo del 2011, ordenados de norte a sur.

**Tabla 6-6:** Listado Proyectos hidráulicos con capacidad instalada mayor a 20 MW.

(Fuente: SEA, 2011)

<b>Nombre</b>	<b>MW</b>	<b>Región</b>	<b>Titular</b>
<b>Central Hidroeléctrica El Paso</b>	40	VI	Hydrochile S.A
<b>Proyecto hidroeléctrico Achibueno</b>	135	VII	Hidroeléctrica Centinela Ltda.
<b>Central Ñuble de Pasada</b>	136	VIII	Javier Guevara Moreno
<b>Central Hidroeléctrica de Pasada Trupan</b>	36	VIII	Asociación de Canalistas Canal Zañartu
<b>Central Hidroeléctrica Osorno</b>	58.2	X	Empresa Eléctrica Pilmaiquén S.A.
<b>Central Hidroeléctrica Rucatayo</b>	60	X	Hidroeléctricas del Sur S.A.
<b>Central Hidroeléctrica Hornopiren</b>	26	XIV	Hydroenergía Chile Ltda.
<b>Minicentral Hidroeléctrica de Pasada Casualidad</b>	21.2	XIV	Hidroaustral S.A.
<b>Central Hidroeléctrica San Pedro</b>	144	XIV	Colbún S.A.

La Figura 4-2 muestra la frecuencia acumulada de la distancia unitaria reducida a caudal ecológico entre el punto de captación y restitución por MW de capacidad instalada. Se tiene un total de 9 proyectos con capacidad instalada mayor a 20 MW ingresados al SEA entre los años 2000 y Mayo del 2011 que contaban con la información para realizar el cálculo



**Figura 6-8:** Distancia unitaria de río reducida a caudal ecológico por MW de capacidad instalada en proyectos mayores a 20 MW de capacidad instala.

(Fuente: Elaboración propia).