

ROL DE LA HIDROELECTRICIDAD EN CHILE

Presidente

Carlos Mercado Herreros

Participantes

Carlos Andreani Luco
Rodolfo Bennewitz Bastian
Guillermo Espinosa Ihnen
Pedro Gatica Kerr
Alejandro Gómez Arenal
Germán Henríquez Véliz
Juan Ricardo Inostroza López
Jorge Leal Saldivia
Luis Le-Fort Pizarro
Germán Millán Pérez
Luis Nario Matus
Gabriel Olguín Parada
Julio Pineda Arias
Osvaldo Richards Abans
Eduardo Ricke Muñoz



ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	3
AGRADECIMIENTOS	4
1. LA HIDROELECTRICIDAD EN EL MUNDO	5
2. LA HIDROELECTRICIDAD EN EL DESARROLLO DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD EN CHILE	9
2.1. Los inicios (1897-1940)	9
2.2. La Planificación Centralizada (1940-2004)	11
2.2.1. Centrales Hidroeléctricas en la Primera Etapa del Plan de Electrificación (1940-1952)	12
2.2.2. Centrales Hidroeléctricas en la Segunda Etapa del Plan de Electrificación (1953-1964)	13
2.2.3. Centrales Hidroeléctricas en la Tercera Etapa del Plan de Electrificación	14
2.3. El último decenio (2005-2015)	16
2.4. Situación Actual (febrero 2016). Centrales Hidroeléctricas en Operación	17
2.5. Situación Actual. Centrales Hidroeléctricas en Construcción	19
3. CARACTERIZACIÓN DE LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA	21
3.1. El uso no consuntivo de un recurso natural renovable	21
3.2. La flexibilidad operacional	21
3.3. El impacto económico de las centrales hidroeléctricas	22
3.4. El Impacto Territorial	22
3.5. Los Impactos en el Cauce Natural	23
4. LA HIDROELECTRICIDAD Y EL MEDIOAMBIENTE	25
4.1. Introducción	25
4.2. Principales Conflictos Ambientales de los Proyectos Hidroeléctricos	25
4.3. Las comunidades y aspectos sociales en los nuevos Proyectos Hidroeléctricos	27
4.4. Principales limitaciones desde el punto de vista ambiental y comunitario para el desarrollo de los proyectos	29
4.5. Otras consideraciones generales	29
5. LA HIDROELECTRICIDAD Y SUS COSTOS	30
6. LA HIDROELÉCTRICA Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	33
6.1. Introducción	33
6.2. Características generales de las energías renovables	33
6.3. Principales fuentes de energías renovables explotables disponibles en el país	34
6.4. Campo de competencia económica de las centrales Mini Hidráulicas, Eólicas y Solares Fotovoltaicas	36
7. PARTICIPACIÓN DE LA HIDROELECTRICIDAD EN EL DESARROLLO FUTURO DE CHILE	39
7.1. Potencial hidroeléctrico disponible	39
7.2. Rol del Estado	40
7.3. Creación del Sistema Interconectado Nacional por unión del SIC con el SING	42
8. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN CHILE	43
8.1. Caracterización de instalaciones de transmisión	43
8.2. Construcción de instalaciones de transmisión	44
8.3. Costo de transmisión durante la explotación de una central	45
8.4. Acceso a los sistemas de transmisión	46
8.4.1. Proyectos de mayor tamaño	46
8.4.2. Proyectos tamaño medio	46
8.4.3. Proyectos de pequeño tamaño	47
8.5. Propuestas en estudios ya realizados	47
8.5.1. Informe CADE (noviembre 2011)	47
8.5.2. Informe CPC (octubre 2013)	48
8.6. Situación actual	48
9. RESUMEN Y CONCLUSIONES	50

“SE AUTORIZA SU REPRODUCCIÓN, TOTAL O PARCIAL, O SU UTILIZACIÓN, CITANDO LA FUENTE”

INTRODUCCIÓN



El Directorio del Instituto de Ingenieros de Chile decidió crear una Comisión que preparara un Informe referido al rol de la hidroelectricidad en Chile, debido a la importancia que ha tenido este recurso en el desarrollo del país y considerando la necesidad de disponer de energías limpias, renovables y económicas.

La Comisión fue presidida por el ingeniero Carlos Mercado Herreros e integrada por un grupo de profesionales socios del Instituto de Ingenieros y otros invitados por éste; especialmente a representantes de las empresas generadoras con experiencia en este tipo de materias, para participar en este grupo de estudio.

Además, hubo reuniones con el señor Ministro de Energía y posteriormente con colaboradores suyos que entregaron información, considerada para la redacción de este Informe.



AGRADECIMIENTOS

El Instituto de Ingenieros de Chile agradece a cada uno de los miembros de la Comisión por el trabajo realizado, en especial, a quienes participaron en el Comité de Redacción: Carlos Andreani, Rodolfo Bennewitz, Germán Millán, Osvaldo Richards y Carlos Mercado.

Finalmente, al Ingeniero Sr. Raúl Uribe Sawada, director de la Revista Chilena de Ingeniería, que, en su calidad de editor de las publicaciones del Instituto, colaboró en la revisión del material del informe.

LA HIDROELECTRICIDAD EN EL MUNDO



La mayor parte de los datos utilizados en esta parte del informe proviene de un trabajo preparado por el Comité de Presas para la Energía Hidroeléctrica de la Comisión Internacional de Grandes Presas (ICOLD), con la participación de 21 integrantes de diferentes países.

A nivel mundial, se estima que sólo un tercio del potencial hidroeléctrico ha sido desarrollado. Al año 2010 estaban instalados en el mundo unos 900.000 MW hidroeléctricos, con otros 150.000 MW en construcción, por lo cual es posible que a la fecha de este informe haya en operación sobre un millón de MW. Es claro que este desarrollo no sólo ha sido heterogéneo, a lo largo y ancho del planeta, sino que en las últimas décadas ha ido variando su distribución geográfica. En efecto, la hidroelectricidad tiene su origen en los países más desarrollados hace ya unos 130 años. En los países de la OECD, después de un constante crecimiento en las tres últimas décadas del siglo XX, ha tenido un crecimiento neto casi nulo en los primeros 10 años de este siglo. Habiendo desarrollado ya gran parte de su potencial hidroeléctrico técnica y económicamente factible, el mayor esfuerzo se ha centrado en el reacondicionamiento de las plantas antiguas, con el objeto de mantenerlas en servicio, mejorando su eficiencia con nuevas tecnologías y con ello minimizar el impacto negativo de la producción de energía.

Por el contrario, los países no pertenecientes a la OECD han tenido un constante crecimiento en este último período, particularmente países como China, Brasil e India. Un caso particular lo constituye África, continente en el que, a comienzos de este siglo, un 65% de la población no tenía acceso a la electricidad, pero entre 2004 y 2007 más que duplicó la potencia en centrales hidroeléctricas en construcción.

Si se observa la distribución de la hidroelectricidad en explotación en el mundo, se ve que actualmente más de un 50% de ella está concentrada en 6 países, como se observa en la siguiente tabla, que mezcla datos del 2010 con el 2011. No fue posible obtener valores oficiales más actualizados pero, para los objetivos de este trabajo los que se incluyen son bastante decisivos para dar una visión global del uso de la hidroelectricidad en el mundo.

País	Potencia instalada (MW)	% desarrollado de su potencial	% energía hidroeléctrica c/r al total	Generación hidroeléctrica (TWh/año)
China	220.000	40	16	690
Brasil	82.000	70	91	420 (*)
Canadá	70.000	30	60	370
EEUU	100.000	50 (*)	7	300
Rusia	45.000	20	20	165
Noruega	29.500	70 (*)	99	125

(*) Valores estimados

Fuente: Elaboración Propia de la Comisión.

Dada su importancia relativa, es conveniente destacar algunos aspectos del caso de China, pues con el objetivo de controlar sus emisiones de CO₂, está en campaña de aumentar significativamente sus 220.000 MW de potencia hidroeléctrica, ya que al 2010 sólo un 16% de su energía eléctrica provenía de la hidroelectricidad. Es por ello que su meta es aumentar a 300.000 MW la capacidad instalada en esta fuente limpia y renovable de energía al año 2020. Un dato interesante es que a comienzos de esta década este país fabricaba anualmente sobre 80.000 MW en turbinas para generación térmica e hidroeléctrica, tanto para su mercado interno como para el mundial.

En el caso de Brasil es importante destacar la tremenda dependencia del país de la generación hidroeléctrica (91% al 2011), lo que en este último tiempo ha significado un grave problema al enfrentar un período hidrológico particularmente seco. Se prevé que los 82.000 MW hidroeléctricos en operación el año 2011 aumentarán a 114.000 MW al 2020 con la incorporación de 40 nuevas centrales.

En Canadá, a pesar de ser el tercer país productor de generación de energía hidroeléctrica en el mundo (parte importante de ella se exporta a los Estados Unidos), se estima que ha desarrollado apenas un 30% de su potencial, por las difíciles condiciones climáticas de la mayor parte de los lugares donde se ubica ese potencial.

El caso de Estados Unidos es bien particular y puede que muestre una tendencia mundial a futuro, por lo menos para los países más desarrollados. Siendo el segundo país del mundo en cuanto a potencia hidroeléctrica instalada, 100.000 MW, queda en cuarto lugar en energía de este tipo aportada al sistema eléctrico. Ello se explica porque aproximadamente 20.000 de sus 100.000 MW corresponden a plantas que bombean aguas a estanques ubicados a mayor cota, de modo de poder aprovechar la energía acumulada en ellos al pasar energía de las horas valle (de menor demanda) a las horas punta que tienen un mayor valor (es decir no aumentan la disponibilidad neta de energía sino modifican su distribución a lo largo del día). Esta tendencia debería ir en aumento porque la mayor parte de los proyectos en desarrollo corresponden tanto a este tipo de plantas de bombeo como a otras de aprovechamiento de la energía del mar. Otro aspecto a destacar es que se está dando un gran énfasis al reacondicionamiento de plantas existentes.

En el caso de Rusia, se calcula que tiene un gran potencial hidroeléctrico aún disponible, del orden de 2.900 TWh/año, pero por su ubicación geográfica (al igual que lo mencionado para Canadá) se estima que en las condiciones actuales serían económicamente aprovechables sólo unos 850 TWh/año. Este país tiene una gran capacidad de fabricación de turbinas hidráulicas, pero se estima que aproximadamente el 50% de ella está destinada a la modernización de instalaciones existentes, logrando mejorar la eficiencia de los equipos hasta en un 10%.

Noruega es un caso emblemático, porque disponiendo de muchos lagos naturales, ha desarrollado tecnologías que le permiten aprovecharlos como embalses de regulación y actualmente la hidroelectricidad es la fuente casi exclusiva de la producción de electricidad. En todo caso, este es uno de los países desarrollados donde la oposición a nuevos desarrollos hidroeléctricos es más fuerte. El énfasis actual está en el reacondicionamiento de plantas existentes y en un desarrollo de centrales de embalse en coordinación con plantas eólicas y solares para lograr satisfacer las demandas de las horas de punta.

Como complemento a esta visión de la hidroelectricidad en el mundo, es interesante reseñar algunas declaraciones de organizaciones internacionales en los últimos años.

En el Foro Mundial del Agua (WWF) en Kyoto el 2003, la declaración de los 170 países participantes estableció: "Reconocemos el rol de la hidroelectricidad como una de las fuentes renovables y limpias, y que su potencial debería ser desarrollado de una manera ambientalmente sostenible y socialmente equitativa".

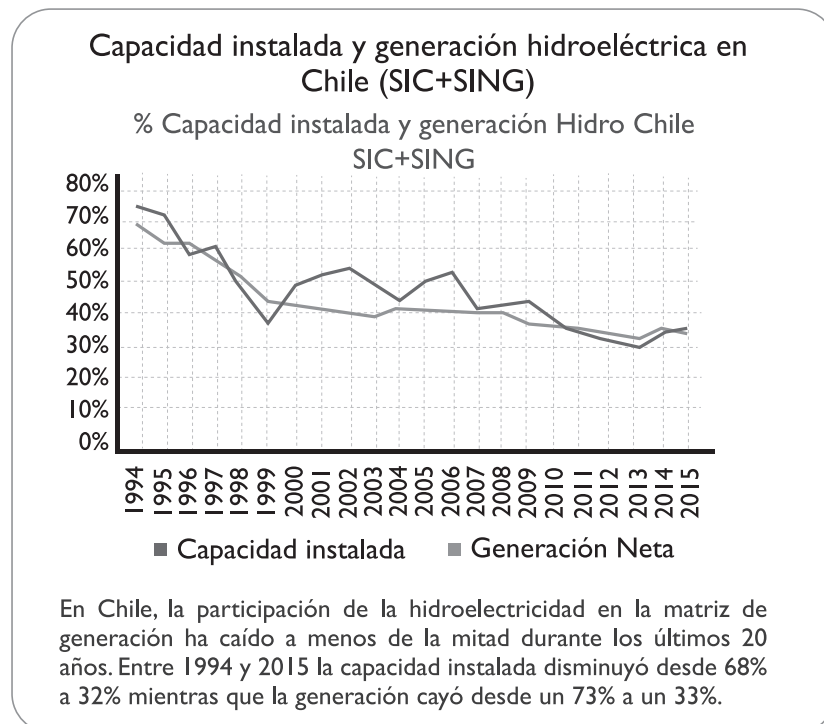
En la Declaración de Políticas adoptada el 2004 por la Conferencia Internacional de Energías Renovables se reconoció que esas energías, incluida la hidroelectricidad, combinadas con el aumento de la eficiencia energética, pueden contribuir al desarrollo sustentable, dando acceso a la energía y mitigando el efecto invernadero de las emisiones de gas.

En el Simposio de Naciones Unidas del 2004 sobre “Hidroelectricidad y Desarrollo Sustentable” se hizo una fuerte declaración en apoyo a la hidroelectricidad. Entre los puntos incluidos están:

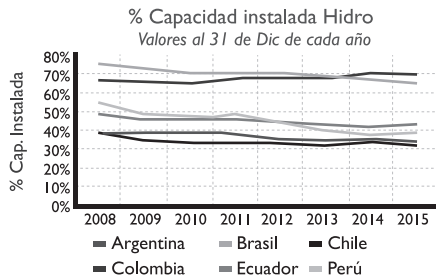
- El reconocimiento a la contribución de la hidroelectricidad para el desarrollo y el acuerdo que el gran potencial disponible puede ser utilizado para beneficiar a los países en desarrollo y a los países con economías en transición;
- La necesidad de desarrollar la hidroelectricidad, junto con la rehabilitación de las plantas existentes y agregar la hidroelectricidad a los sistemas de manejo del agua actuales y futuros;
- La importancia de un enfoque integrado, considerando que los embalses hidroeléctricos a menudo pueden ser multifuncionales;
- El reconocimiento del progreso logrado en el desarrollo de políticas, estructuras y guías para la evaluación y mitigación de los impactos ambientales y sociales, y el llamado a difundirlos.

A continuación, se presentan gráficos que muestran cómo ha evolucionado la potencia y la generación hidroeléctrica en Chile entre 1993 y 2015 y luego se compara entre 2008 y 2015 respecto a 5 países sudamericanos de niveles de desarrollo parecidos.

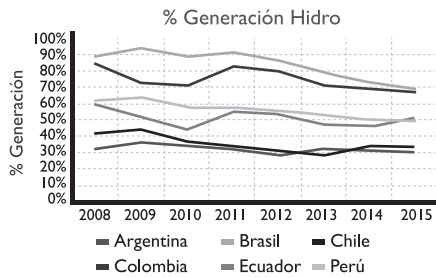
Fuente: Pedro Gatica (ENDESA). Miembro de la Comisión de Hidroelectricidad.



Capacidad instalada y generación hidroeléctrica % respecto al total de cada país



Durante los últimos años, Chile ha sido permanentemente el país con menor participación de la hidroelectricidad en su matriz de capacidad instalada de generación.

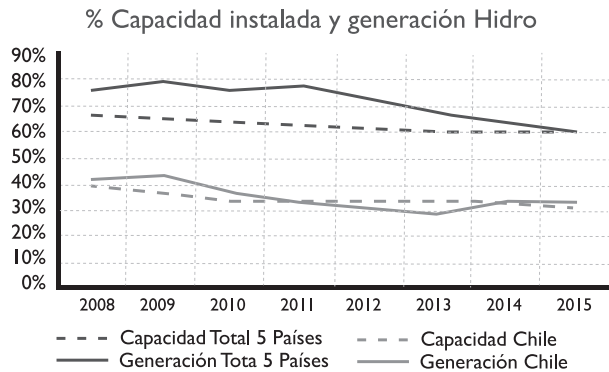


Durante los últimos 5 años, menos de 1/3 de la energía producida en Argentina y Chile fue de origen hidroeléctrico. En Ecuador y Perú, este valor fue algo superior al 50% mientras que en Colombia y Brasil superó claramente el 70%.

Fuente: Pedro Gatica (ENDESA). Miembro de la Comisión de Hidroelectricidad.

Fuente: Pedro Gatica (ENDESA). Miembro de la Comisión de Hidroelectricidad.

Comparación Chile con (Argentina + Brasil + Colombia + Ecuador + Perú).



Al comparar la estructura de la matriz de generación chilena con la del parque conjunto de 5 países en Latam, se observa que la participación en capacidad hidroeléctrica instalada de la matriz nacional alcanza sólo el 54% de la participación hidroeléctrica del parque generador conjunto de esos países. Por su parte, la participación de la energía hidroeléctrica generada en la matriz chilena no alcanza al 50% de la del conjunto de los 5 países indicados.

LA HIDROELECTRICIDAD EN EL DESARROLLO DEL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD EN CHILE



En este capítulo se expone la secuencia histórica en que se han instalado centrales hidroeléctricas para el servicio público de electricidad en nuestro país, como así también otras que empresarios industriales han construido para proporcionar esta energía a sus instalaciones productivas, indicándose la fuente de los recursos hídricos utilizados y la capacidad instalada según la potencia bruta registrada por la Comisión Nacional de Energía.

2.1. Los Inicios (1897-1940)

El desarrollo de la hidroelectricidad en Chile comenzó con la construcción de la central hidroeléctrica Chivilingo, de 430 KW ubicada a unos 14 km al sur de Lota y cuyo objetivo fue alimentar las instalaciones de la Compañía Carbonífera de Lota. La construcción de esta central comenzó en 1896 y concluyó en el año siguiente. Chivilingo fue la primera central hidroeléctrica de Chile y la segunda en Sudamérica y estuvo en operación hasta 1975. Esta obra ha sido reconocida por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, IEEEE, como un hito en el desarrollo del sector eléctrico en Latinoamérica.

A fines del primer decenio del siglo XX, comenzaron a operar las primeras centrales hidroeléctricas de importancia para esa época. En 1909 las centrales de pasada Florida, de la Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad (CATE) – hoy Sociedad del Canal del Maipo, en la vecindad de Santiago, con 15.000 KW (ampliada en 1993 a 28.300 KW) utilizando aguas del río Maipo y la central de pasada Sauce-Los Andes de 1.400 KW, utilizando aguas del río Aconcagua. En 1910 se puso en servicio la central de pasada Coya, con 29.000 KW, con aguas del río Cachapoal, para abastecer parte de la demanda de la explotación de la actual mina El Teniente.

En el segundo decenio (1911-1920) se inició la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas de importancia, de tal manera que ya en 1921 la Braden Cooper Company puso en servicio la central de pasada Pangal, con una capacidad de 37.000 KW, usando aguas de la cuenca del Cachapoal para proporcionar electricidad a la mina El Teniente, y en 1923 la Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad (CATE) – que actualmente forma parte de AES Gener S.A. – puso en servicio las tres primeras unidades de la central de pasada Maitenes con 27.000 KW (hoy con dos unidades totalizando 31.000KW) en el río Colorado, afluente del Maipo.

"Fe de Erratas.

En la presente página, en la penúltima línea, donde dice 22.000KW, debe decir: 27.000KW



Central Pangal



Central Maitenes

Fuente: Rodolfo Bennewitz, Miembro de la Comisión de Hidroelectricidad.

En 1926 esta misma compañía puso en operación la central La Puntilla con 4.500 KW, y en 1928 la central de pasada Queltehues (49.000 KW) también en el Cajón del Maipo, para suministrar electricidad de servicio público a Santiago. Estas centrales quedaron interconectadas con Santiago mediante una línea de 110KV, 54 km, Maitenes – San Cristóbal, y la S/E San Cristóbal que apoyaba un anillo de 12 KV en torno al centro de Santiago. Entre 1923 y 1924 se inauguró también la línea 110KV San Cristóbal – Las Vegas – Miraflores, con las correspondientes subestaciones Las Vegas y Miraflores (Viña del Mar), y las redes de sub-transmisión Las Vegas – Calera, Las Vegas – Los Andes y Las Vegas – Rungue, destinadas básicamente a apoyar la recién iniciada electrificación de los ferrocarriles.

En este período, la oferta de energía eléctrica superaba a la demanda de electricidad de servicio público del sector Santiago - Valparaíso, por lo que se hicieron campañas para fomentar el consumo, y éste creció en este sector al extraordinario ritmo de 33% acumulativo anual, entre 1922 y 1927.

En el cuarto decenio (1931-1940) no se tuvieron nuevos desarrollos hidroeléctricos en la zona central y el crecimiento y desarrollo de la electrificación en el resto del país se produce a una tasa menor y de manera no homogénea.

En síntesis, podemos decir que en este período el desarrollo de la generación hidroeléctrica de importancia se concentró en la utilización de los recursos hídricos más económicos de explotar de la cuenca del río Maipo para entregar electricidad a los consumidores (residencial, agrícola e industrial), localizados en las ciudades de Santiago y Valparaíso y sus vecindades, como así también en el aprovechamiento de los recursos de la cuenca del río Cachapoal, más adecuados para su utilización en la explotación de la mina El Teniente, con una capacidad total instalada en el país en plantas hidroeléctricas, a fines de 1940, de 162.900 KW, de los cuales sobre el 50% estaba destinado al servicio público.

2.2. La Planificación Centralizada (1940-2004)

En 1935 el Instituto de Ingenieros de Chile presentó al país el trabajo denominado "Política Eléctrica Chilena" donde se recomienda adoptar una política sistemática de electrificación nacional, a fin de atender oportunamente el crecimiento de la demanda de electricidad a lo largo de todo el territorio nacional. A comienzos de 1939, y a pedido del Gobierno, una comisión del Instituto de Ingenieros de Chile realizó un nuevo estudio, denominado "Problema de la Energía en Chile y Plan de Electrificación Nacional". Después de hacer un análisis acerca de los recursos energéticos del país, recomendó desarrollar de preferencia las plantas hidroeléctricas. Se recalca el alto monto de las inversiones requeridas en las líneas de transmisión y en las centrales generadoras, y se concluye que ellas no pueden provenir sólo de la iniciativa privada, como se sostenía hasta entonces, sino que deben ser aportadas en conjunto por el Estado y los particulares.

En 1939 y por Ley N° 6.334 se crea la Corporación de Fomento de la Producción, (CORFO) entidad estatal destinada a promover el desarrollo de la producción minera, industrial y agrícola del país. Entre otras funciones, CORFO debía elaborar y promover un plan general de desarrollo, para el cual se consideró como base fundamental disponer de un suministro adecuado de energía eléctrica.

El Plan de Electrificación del País quedó terminado en el curso de 1942, siendo aprobado por el Consejo de CORFO el 24 de marzo de 1943. Contemplaba la división del país en 7 Zonas Geográficas, con características de abastecimiento diferentes. Se estableció la conveniencia de utilizar los mejores recursos hidroeléctricos disponibles y desarrollar sistemas de transmisión interconectados en las principales Zonas Geográficas, con la finalidad de contar con un suministro económico y seguro para beneficio de la producción industrial y del bienestar de la población chilena.

El Plan consideró el desarrollo de la generación de electricidad de servicio público del país en tres etapas. La primera etapa de este plan consideró la construcción de instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica en zonas del país en que el suministro eléctrico era deficitario, utilizando principalmente los recursos hidroeléctricos más eficientes de cada Zona Geográfica. Una vez desarrollados los recursos de la primera etapa, vendría una segunda en la que, junto con aprovechar los recursos de segunda instalación, consistentes principalmente en aumentar las capacidades de algunas de las centrales de la etapa anterior o bien complementarias con ellas, se buscaría la interconexión entre zonas, para aprovechar así posibles excedentes en algunas de ellas. Estas interconexiones se harían en alta tensión (sobre 100 KV) y evitando en lo posible los consumos intermedios. Finalmente habría una tercera etapa, en la que se completaría el Sistema Interconectado, y se establecería un despacho de carga único y especializado, para manejar las generaciones de todas las centrales en la forma más económica y racional, construyendo las centrales hidroeléctricas suficientes para abastecer las demandas en forma oportuna y segura.

En 1943 se constituyó la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA), empresa autónoma del Estado, con la tarea de continuar con el desarrollo del Plan de Electrificación del País iniciado por la CORFO, por lo cual se centró en el Estado lograr los objetivos del Plan de Electrificación de nuestro país, condición que se mantuvo hasta la promulgación del DFL 1 del Ministerio de Minería del año 1982, Ley General de Servicios Eléctricos. Con el nuevo marco legal establecido por dicha Ley y el paso de la ENDESA al sector privado, que comenzó en 1987 y fue completado en 1989, el Estado chileno abandonó la responsabilidad de materializar las instalaciones de producción, transmisión y distribución de la electricidad para el servicio público de Chile.

Durante el medio siglo en que el Estado se hizo cargo del suministro de electricidad, alcanzó un papel preponderante en el sector eléctrico, constituyendo la base del desarrollo eléctrico del país, primero a través de CORFO y luego de ENDESA, evaluando los recursos hidroeléctricos de nuestro país, planificando el desarrollo de las instalaciones de generación, transmisión y distribución de la electricidad para el servicio público y proyectando, construyendo y operando todas las instalaciones requeridas para lograr un abastecimiento seguro y económico de la energía eléctrica para el servicio público.

2.2.1. Centrales Hidroeléctricas en la Primera Etapa del Plan de Electrificación (1940-1952)

La primera central hidroeléctrica de ENDESA puesta en operación en este período (1944) fue la central de pasada Pilmaiquén, ubicada aguas abajo del lago Puyehue, con dos unidades de 5.000 KW cada una. En 1948 inicia la operación una tercera unidad de igual capacidad instalada y ampliada en 1951 a 24.240 KW. Finalmente, en 1959 se instala la unidad 5 completando su capacidad actual (40.800 KW). Pilmaiquén permitió abastecer inicialmente las demandas que se tenían en la zona Puerto Montt- Osorno y luego La Unión y Valdivia.

A continuación, siguieron las centrales de pasada Sauzal y Abanico de ENDESA, ambas puestas en servicio en 1948.

Sauzal se ubica en el valle del río Cachapoal y su producción tuvo por finalidad recuperar en parte el atraso en el abastecimiento de electricidad de la zona de Santiago – Valparaíso y extender el servicio hacia la zona Rancagua – Curicó. Fue inaugurada el 4 de julio de 1948, con una primera unidad de 25.600 KW y durante 1949 se agregaron otras dos unidades, completando su capacidad instalada de 76.800 KW. Sauzal quedó unida con Santiago mediante las líneas en 110 KV Sauzal – Ochagavía, complementadas por la Cía. Chilena de Electricidad con las líneas en 110 KV Ochagavía – Florida, dando comienzo así al tendido de un anillo de 110 KV en torno a Santiago. El apoyo a las zonas de O'Higgins y Colchagua se hizo mediante líneas en 66 KV Sauzal – Rancagua – San Fernando – Curicó.

La Central Abanico, se ubicó en el río Laja, aprovechando parte de la regulación natural del lago Laja y tuvo por objeto inicial apoyar el desarrollo industrial de Concepción, Talcahuano, Coronel y Tomé, y luego a las ciudades de Los Ángeles y Victoria. Su primera unidad de 21.500 KW se puso en marcha en mayo de 1948 y otras tres unidades semejantes se instalaron durante 1949, 1950 y 1952, completando la actual capacidad de esta central (136.000 KW) con otras dos unidades de 25.000 KW, instaladas en 1959 y 1962.

En 1952 ENDESA puso en operación la central de pasada Los Molles de 18.000 KW, que se encuentra sobre el río del mismo nombre, a unos 60 Km en línea recta al oriente de Ovalle. La producción de esta central se destinó a servir las demandas de las ciudades de Ovalle, Coquimbo y La Serena.

En este período (1944), la Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad (CATE), puso en servicio la central de pasada Volcán de 13.000 KW, que usa aguas del río Volcán, afluente del río Maipo. La central Volcán se integró al sistema Queltehues-Maitenes, contribuyendo al suministro de electricidad para la zona de Santiago-Valparaíso.

En el sector de autoprodutores, en 1942 la Compañía Manufacturera de Papeles y Cartones aumentó la capacidad de la central La Puntilla a 14.000 KW (ampliada finalmente en 2006 a 21.000 KW) y en 1943 puso en servicio la central Carena con 10.000 KW, año en que en la cuenca del río Aconcagua la compañía Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A. puso en servicio la central Los Quilos, con una capacidad de 25.000 KW, posteriormente ampliada a 39.900 KW. En 1944 la sociedad Carbuos S.A puso en servicio la central Los Bajos de 5.200 KW en la parte baja de la cuenca del río Maipo.

Así, en este período (1940-1952) se integraron a la producción hidroeléctrica unos 270.000 KW, de los cuales casi un 80% estaba destinado al servicio público; con ello se morigeró en gran parte la escasez de electricidad que se tenía en las zonas central y centro sur del país.

2.2.2. Centrales Hidroeléctricas en la Segunda Etapa del Plan de Electrificación (1953-1964)

En 1949 la ENDESA inició la construcción de la central Cipreses, primer proyecto de la hoya del río Maule, concebido en la Primera Etapa del Plan de Electrificación. Esta central utiliza parte de las aguas del río Cipreses, afluente del río Maule, a unos 100 km al oriente de la ciudad de Talca. Cipreses es una central de embalse que aprovecha el efecto regulador natural de la laguna Invernada. Su capacidad instalada es de 106.000 KW y se puso en marcha en 1955, con lo cual se dio término a un largo lapso en que hubo racionamientos del suministro de electricidad en la zona central del país.

En 1959 la ENDESA puso en servicio la central de pasada Sauzalito, ubicada aguas abajo de la central Sauzal y en serie hidráulica con ella, con una capacidad instalada de 12.000 KW. Además, puso en operación la ampliación de la central Pilmaiquén con la instalación de una quinta unidad alcanzando, como ya se dijo, una capacidad de 40.800 KW. En este mismo año, la ENDESA puso en operación la ampliación de la capacidad de la central Abanico con la instalación de 50.000 KW adicionales, completando así, su actual capacidad de 136.000 KW. Luego, en 1962, ENDESA puso en operación la central de pasada Pullinque, cercana a la ciudad de Panguipulli, con una capacidad instalada de 51.600 KW, y al año siguiente (1963) puso en marcha la operación de la central de pasada Isla, con una primera unidad de 35.000 KW, completando su capacidad total de 70.000 KW al año siguiente. Isla es una central con aducciones en espuela, que aprovecha tanto las aguas descargadas por la central de embalse Cipreses, como también los efluentes de la laguna del Maule.

Además, en este período (1960), ENDESA puso en servicio la central de pasada Aysén, ubicada en la vecindad de Puerto Aysén, con una capacidad instalada de 3.000 KW e inició la construcción de la central hidroeléctrica de pasada Chapiquiña en el altiplano chileno, con una capacidad de 10.200 KW que se puso en servicio en 1967.

En el sector autoprodutores, la compañía Carbomet S.A. puso en operación en 1962 las dos primeras unidades de generación de la central CAEMSA, con una capacidad instalada de 3.400 KW (ampliada en 1985 a 5.100 KW), aprovechando aguas del río Maipo.

Fue así que en este período se incorporaron unos 312.000 KW de capacidad, completando en el país unos 742.000 KW de capacidad hidroeléctrica, de los cuales el 83% (614.000 KW) estaban destinados al servicio público.

2.2.3. Centrales Hidroeléctricas en la Tercera Etapa del Plan de Electrificación

i. Participación de la ENDESA (1965-2004)

Las centrales hidroeléctricas consideradas en las dos primeras etapas del Plan de Electrificación tenían por finalidad, junto a plantas térmicas, lograr satisfacer en condiciones normales (hidrología 50%) las demandas previstas para el servicio público. En cambio, para la Tercera Etapa se planificó la instalación de centrales hidroeléctricas que, bajo condiciones hidrológicas desfavorables (hidrología 95%), logaran satisfacer las demandas con recursos hídricos eficientes.

De acuerdo con este objetivo, las centrales hidroeléctricas instaladas por la ENDESA en esta tercera etapa se caracterizaron, en general, por ubicarse en cuencas con opciones de tener una regulación del régimen natural de los ríos, por la existencia de lagos o la construcción de embalses.

La primera planta hidroeléctrica puesta en marcha por la ENDESA en este período fue la central de embalse Rapel, que con una potencia instalada de 368.000 KW inició su producción en 1968 y fue concebida principalmente para suministrar electricidad, en las horas de máximo consumo, a las regiones Metropolitana y de Valparaíso. Esta central se ubica al pie de la presa que da origen al embalse y está en la parte inferior de la cuenca del río Rapel, a solo unos 20 Km de su desembocadura en el océano Pacífico.

Conjuntamente con la construcción de Rapel, la ENDESA realizó los estudios y la ingeniería para el aprovechamiento hidroeléctrico de la cuenca alta del río Laja, determinando las características de las dos centrales más eficientes. Ellas son la central de embalse El Toro, que utiliza las aguas afluentes al lago Laja y su capacidad de regulación interanual, disponiendo de una capacidad de 450.000 KW, que inició su operación en 1973 y de la central Antuco, central de tipo espuela que tiene una rama en serie hidráulica con la central El Toro y la otra, también en serie hidráulica con la central Abanico, con lo cual aprovecha también el efecto regulador del lago Laja. Antuco tiene una capacidad instalada de 320.000 KW que se puso en operación en 1981. De esta forma, ENDESA dio término al Aprovechamiento Hidroeléctrico del Laja Alto, iniciado en 1948 con la puesta en marcha de la primera etapa de la central Abanico, que permitió también aumentar la superficie regada con las aguas del río Laja con un alto nivel de seguridad.

Mientras se construían las dos últimas centrales del Laja, ENDESA realizó los estudios e ingeniería para aprovechar el potencial hidroeléctrico más eficiente del río Maule definiendo la conveniencia de construir las centrales de Colbún, Machicura y San Ignacio, en la parte baja del tramo andino de la hoya del Maule, y las centrales Pehuenche, Curillín y Loma Alta en la parte intermedia de dicho tramo, completando así el desarrollo ya existente en la parte alta (centrales Cipreses e Isla).

La central Colbún se ubica a unos 40 km al sur oriente de la ciudad de Talca. Utiliza las aguas del río Maule almacenadas en el embalse Colbún y su capacidad de regulación estacional, disponiendo de una capacidad de 474.000 KW que inició su operación en 1985. La casa de máquinas de Colbún se ubicó en una planicie vecina a unos 3 Km al sur del río Maule y la evacuación de las aguas se realiza en el embalse Machicura, concebido para compensar las variaciones horarias de los

caudales usados por Colbún. Al pie del embalse Machicura se construyó la central hidroeléctrica de igual nombre con una capacidad de 95.000 KW puesta en servicio en 1985. Las aguas utilizadas en estas dos centrales se conducen hasta el cauce del río Maule mediante un canal de descarga de unos 25 Km de longitud desde el cual arrancan canales para distribuir aguas para el riego y alimentar a la central hidroeléctrica de pasada San Ignacio, de 37.000 KW, puesta en servicio en 1996.

Aguas arriba de Colbún, la compañía Pehuenche S.A., filial de ENDESA, construyó la central Pehuenche, utilizando las aguas de los ríos Maule y Melado y derivando las aguas del Maule hacia el embalse del Melado, donde una regulación horaria permitió instalar una potencia de 570.000 KW, capacidad que se puso en servicio en 1991. El potencial hidroeléctrico del Maule existente entre la descarga de la Central Isla y la Bocatoma Maule de la Central Pehuenche se aprovechó con la construcción de las centrales de pasada Curillín, de 92.000 KW y Loma Alta de 40.000 KW, puestas en servicio en 1993 y 1997 respectivamente.

Con la finalidad de reforzar el abastecimiento de electricidad del extremo sur del Sistema Interconectado Central (SIC), en 1990 la ENDESA puso en servicio la central de embalse Canutillar, de 172.000 KW, ubicada en el extremo oriental del seno de Reloncaví. Esta central aprovecha los caudales afluentes al lago Chapo y su efecto regulador estacional.

A continuación del aprovechamiento más eficiente del potencial hidroeléctrico más eficiente del Maule, ENDESA abordó la construcción de las centrales hidroeléctricas más eficientes identificadas en el sector andino de la hoya hidrográfica del Biobío. En primer lugar, construyó la central de embalse Pangué, con una capacidad de 467.000 KW, ubicada en el cauce del Biobío a unos 80 km al oriente de la ciudad de Los Ángeles, puesta en servicio en 1996, y luego la central de embalse estacional Ralco, con una capacidad de 690.000 KW, ubicada en dicho cauce a unos 20 km aguas arriba de Pangué. En el año 2007, ENDESA puso en operación la central de pasada Palmucho, de 32.000 KW, que aprovecha las aguas que deben descargarse en forma continua desde el embalse de Ralco para proporcionar un caudal en el Biobío que mantenga las condiciones ambientales en dicho cauce (caudal ecológico).

Entre los años 1987 y 2002, ENDESA puso en servicio las centrales de pasada Río Azul de 1400 KW en la comuna de Palena, Lago Atravesado de 11.000 KW en la comuna de Coyhaique, El Traro de 640 KW en la comuna de Cochrane y la ampliación en 3.600 KW de la central Puerto Aysén. Con el fin de proporcionar electricidad segura y de bajo costo a localidades más pobladas de Chiloé Continental y Aysén.

Con la puesta en servicio de Ralco y Palmucho la ENDESA dio término a la construcción de las centrales hidroeléctricas concebidas y ejecutadas como parte de su responsabilidad pública sobre el abastecimiento eléctrico de nuestro país, instalando 26 centrales hidroeléctricas con un total de 4.357.840 KW, equivalentes al 83,3% de la capacidad hidroeléctrica instalada en el país hasta fines del año 2004 (5.231.240 KW) y de un 66% a la capacidad actualmente instalada en centrales hidroeléctricas.

ii. Participación de las Restantes Empresas de Servicio Público (1965-2004)

En 1989 la compañía Gener S.A. (hoy AES Gener S.A.) amplió en 9.000 KW la capacidad de la central de pasada Maitenes, instalando las unidades 5 y 6 y en 1991 puso en servicio la central de pasada Alfalfal de 178.000 KW que ocupa las aguas de los ríos Colorado y Olivares, en la hoya hidrográfica del río Maipo.

A su vez, la compañía Colbún S.A. puso en servicio en 1996 la central de pasada San Ignacio, de 37.000 KW ubicada sobre el canal de devolución de las aguas del río Maule del sistema hidroeléctrico Colbún-Machicura, a unos 3 km antes del término de dicho canal. Esta misma compañía construyó la central de pasada Rucúe puesta en servicio en 1998, con una capacidad de 178.400 KW. Se sitúa a unos 45 km al oriente de la ciudad de Los Ángeles. Las aguas empleadas para la generación de electricidad son captadas en el río Laja, unos 6 km aguas abajo de la descarga de la central Antuco y devueltas al cauce del río Rucúe y por su intermedio al río Laja, a unos 20 Km aguas abajo de su captación.

La compañía Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A. (actualmente sociedad filial de Colbún S.A.) realizó en este período un amplio desarrollo en la cuenca del río Aconcagua, primero con el aumento en 13.900 KW de la capacidad de la central de pasada los Quilos instalando la unidad 3; a continuación con la construcción de la central de pasada Blanco de 53.000 KW de capacidad, que utiliza aguas del río del mismo nombre y puesta en servicio en 1993, luego las centrales de pasada Juncal de 29.200 KW y Juncalito de 1.000 KW que utilizan las aguas del río Juncal y puestas en servicio en 1994 y finalmente la central de pasada Chacabucito de 25.700 KW de capacidad que utiliza las aguas del río Aconcagua.

La compañía Iberoamericana de Energía S.A., sociedad hoy de propiedad de Duke Energy Corp., puso en servicio en enero de 2000 la central de pasada Peuchén, con una capacidad de 85.000 KW y en marzo del mismo año puso en operación la central Mampil, con una capacidad de 49.000 KW. Las centrales Peuchén y Mampil están dispuestas en serie hidráulica, utilizando aguas del río Duqueco. El agua utilizada es devuelta al río a través del embalse de compensación Rucacura, que tiene como finalidad restituir el régimen natural del río.

Finalmente, en este período, la Empresa Eléctrica Capullo S.A. puso en servicio en 1995 la central de pasada Capullo, ubicada a unos 65 km al sur oriente de la ciudad de Osorno, con una capacidad de 12.000 KW, que capta sus aguas en el estero Pulelfú y descarga en la ribera norte del lago Rupanco.

Así, a fines del año 2004, término del período que hemos llamado de la planificación centralizada, el país cuenta con 50 centrales hidroeléctricas (Convencionales y Mini Hidráulicas) en operación, con una capacidad instalada de 5.231.240 KW, con unidades que han funcionado hasta un centenar de años, y que representaban un 46,4% de la capacidad total que se había instalado en Chile hasta diciembre de 2004 (11.270.000 KW).

2.3. El último decenio (2005-2015)

La fuerte oposición a los últimos proyectos hidroeléctricos construidos por ENDESA en la hoya hidrográfica del Biobío, unida a los largos períodos de sequía en la zona centro norte de Chile a comienzos de la década de los años noventa del siglo pasado, determinó una política pública para favorecer la instalación de centrales termoeléctricas de ciclo combinado y el desarrollo de centrales generadoras usando recursos naturales renovables no convencionales, incluyendo en ellas las centrales hidroeléctricas de pasada con capacidad de hasta 20.000 KW (centrales Mini Hidráulicas).

En este decenio se han puesto en servicio 11 centrales hidroeléctricas con capacidad mayor a 20.000 KW, con una capacidad instalada total de 1.077.100 KW. Estas son las siguientes:

Nombre	Propietario	Capacidad (KW)	Recurso de Aguas	Inicio Operación
Palmucho	Endesa	32.000	Río Biobío	2007
Quilleco	Colbún S.A.	70.800	Río Laja y Rucúe	2007
Hornitos	Colbún S.A.	61.000	Río Juncal	2008
La Confluencia	Hidroeléctrica La Confluencia S.A.	163.200	Río Tinguiririca	2011
La Higuera	Hidroeléctrica La Higuera S.A.	155.000	Río Tinguiririca	2011
Chacayes	Pacific Hydro Chacayes S.A.	112.000	Ríos Cachapoal y Cipreses	2011
Rucatayo	Empresa Eléctrica Rucatayo S.A.	59.500	Río Pilmaiquén	2012
Angostura	Colbún S.A.	323.800	Río Biobío	2014
Los Hierros I	Aguas Melado S.A.	25.100	Canal Melado	2014
San Andrés	Hidroeléctrica San Andrés Ltda.	40.300	Río San Andrés	2014
Laja I	Eléctrica Monte Redondo S.A.	34.400	Río Laja	2015

Fuente: Elaboración Propia de la Comisión.

Embalse Central Angostura.

Fuente: Colbún S.A.



Además, en este período (2005-2015), se han puesto en servicio en el país 68 centrales Mini Hidráulicas con una potencia total instalada de 281.340 KW, lo que representa un promedio de 4.137 KW/central.

2.4. Situación Actual (febrero 2016). Centrales Hidroeléctricas en Operación.

De acuerdo con el registro de centrales generadoras de electricidad para el servicio público en operación que tiene la Comisión Nacional de Energía, las capacidades disponibles (potencias netas) en los sistemas SING, SIC y Australes, a comienzos de 2016, son las que se muestran en los cuadros siguientes, registros que no incluyen las centrales en pruebas.

Tipo de Central	N° Centrales	Capacidad (MW)	Participación (%)
Térmicas	44	3.758,8	93,54
Mini Hidráulicas	5	16,4	0,41
Eólicas	1	88,9	2,21
Solares	7	154,3	3,84
Total SING	57	4.018,4	100,00

Sistema Interconectado Norte Grande (SING).

Fuente: Elaboración Propia de la Comisión.

	Tipo de Central	N° Centrales	Capacidad (MW)	Participación (%)
Sistema Interconectado Central (SIC). Fuente: Elaboración Propia de la Comisión.	Térmicas	101	7.546,7	48,38
	Hidráulicas de Pasada y Otras	30	2.066,1	13,26
	Hidráulicas de Embalse	11	4.033,6	25,86
	Mini Hidráulicas	78	352,7	2,26
	Biomasa y Biogás	28	339,7	2,18
	Eólicas	18	816,0	5,23
	Solares	18	442,5	2,83
	Total SIC	284	15.597,3	100,00

Tipo de Central	N° Centrales	Capacidad (MW)	Participación (%)
Térmicas	20	134,8	84,14
Mini Hidráulicas	6	23,4	14,61
Eólicas	1	2,0	1,25
Total Sistemas Australes	27	160,2	100,00

Sistema Australes (Los Lagos, Aysén y Magallanes).

Fuente: Elaboración Propia de la Comisión.

	Tipo de Central	N° Centrales	Capacidad (MW)	Participación (%)
Total País. Fuente: Elaboración Propia de la Comisión.	Térmicas	165	11.440,3	57,85
	Hidráulicas de Pasada y Otras	30	2.066,1	10,44
	Hidráulicas de Embalse	11	4.033,6	20,40
	Mini Hidráulicas	89	392,5	1,98
	Biomasa y Biogás	28	339,7	1,72
	Eólicas	20	906,9	4,59
	Solares	25	596,8	3,02
	Total País	386	19.775,9	100,00

En consecuencia, a nivel país, la disponibilidad de capacidad hidroeléctrica neta instalada en operación alcanza a 6.492,2 MW, representando un 32,8% del total del país, participación inferior en aproximadamente un 14% a la que tenía a fines de 2004 (47% del total país). El 99,4% de esta capacidad (6.452 MW) está asociada al SIC y representa un 85% de la demanda máxima horaria que se tuvo en el SIC en el año 2015 (7.577 MW).

2.5. Situación Actual. Centrales Hidroeléctricas en Construcción

Nombre	Propietario	Capacidad (KW)	Recurso de Aguas	Inicio Operación
El Paso	Hydrochile S.A.	60	Río Damas afluente Tinguiririca	2016
Ancoa	Hidroeléctrica Embalse Ancoa Spa	27	Afluentes al embalse de riego Ancoa	2016
La Mina	Colbún S.A.	34	Río Maule	2016
Las Lajas	AES Gener S.A.	267	Alto Maipo	2018
Alfalfal II	AES Gener S.A.	264	Alto Maipo	2018
Los Cóndores	Endesa	150	Río Maule	2018
Ñuble	Hidroeléctrica Ñuble Spa	136	Río Ñuble	2019
Mediterráneo	Mediterráneo S.A.	210	Río Manso (Puelo)	2020
San Pedro (*)	Colbún S.A.	170	Río San Pedro	2020

Centrales con Capacidad mayor a 20.000 KW.

(*) La construcción de San Pedro está detenida mientras se realiza una recalificación ambiental.

Fuente: Elaboración Propia de la Comisión.

Todas estas centrales se integrarán al SIC, aportando en conjunto una capacidad de 1.318 MW. De estas centrales solo San Pedro contará con un embalse.

Considerando que en la actualidad los plazos para desarrollar proyectos hidroeléctricos medianos o mayores son superiores a cinco años, se considera que hacia fines de esta década (2020) posiblemente no se integrarían otras centrales de este tipo a la operación de los sistemas eléctricos del país, aunque hay algunas otras que ya han logrado la aprobación ambiental.

**Centrales Mini
Hidráulicas (hasta
20.000 KW).**

Fuente: Elaboración
Propia de la Comisión.

Nombre	Propietario	Capacidad (KW)	Recurso de Aguas	Inicio Operación
Pulelfu	Empresa Eléctrica La Leonera S.A.	9.000	Estero Pulelfu, Afluente Lago Rupanco	2016
Las Nieves	Andes Power SpA	6.500	Río Carén	2016
Alto Renaico	Mainco S.A.	1.500	Canal Riego Biobío Sur	2016
Munilque I y 2	PMGD Negreta S.A.	1.100	Canal Riego Negrete	2016
Itata	Empresa Eléctrica Puntilla S.A.	20.000	Río Itata	2016
La Montaña I	Hidroeléctrica Puma S.A.	3.000	Estero El Manzano Teno	2016
Río Colorado	Hidroeléctrica Río Colorado S.A.	15.000	Río Colorado Afluente del Maule	2016
Malalcahuello	Latin American Power	9.200	Río Malalcahuello	2016
Carilafquén	Latin American Power	19.800	Ríos Carilafquén y Malalcahuello	2016

Estas nueve centrales son de pasada y en conjunto aportarán al SIC, hacia fines del año 2016, una capacidad de 85.100 KW, con un promedio de 9.455 KW/central, estimándose que el aporte adicional de centrales Mini Hidráulicas, a las identificadas anteriormente, será hacia fines de 2020 cercano a otros 300.000 KW.

Por todo lo ya expuesto, se calcula que la capacidad instalada en centrales hidroeléctricas en el país hacia fines del año 2020 será algo mayor a unos 8.000 MW, de los cuales el 99,5% se ubicará en el actual SIC y cerca de un 10% corresponderá a centrales Mini Hidráulicas, mientras que los 8.000 MW hidroeléctricos que se espera tener en operación en el SIC en el año 2020, representarían un 89% de la demanda máxima horaria que el SIC podría tener en el año 2020 (9.000 MW), porcentaje algo superior al que se tuvo en el año 2015.

Mantener esta participación más allá del año 2020 o incluso aumentarla, es posible ya que, como se expone más adelante, nuestro país cuenta con una potencia disponible importante; pero para ello será necesario lograr revertir la oposición ciudadana y ambientalista al desarrollo de los proyectos hidroeléctricos, oposición que también están enfrentando los proyectos asociados con las Mini Hidráulicas.

CARACTERIZACIÓN DE LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

3.

3.1. El uso no consuntivo de un recurso natural renovable

La característica fundamental de la producción de electricidad mediante el uso de las aguas superficiales es el aprovechamiento de la energía potencial de un recurso renovable, sin consumirlo y generalmente sin interferir con los restantes aprovechamientos de estas aguas. Por las características orográficas de las regiones central y centro-sur del territorio nacional, las aguas que se utilizan, o se pueden utilizar, para la producción de electricidad, en general aprovechan el importante gradiente que tienen los cauces naturales en la parte alta de las cuencas hidrográficas, al ubicarse en el faldeo occidental de la cordillera de Los Andes, donde no se tienen otros usos con significación económica importante para el país. Solamente al sur de Chiloé continental se tiene una situación orográfica diferente, al reducirse notablemente el desnivel entre la cima del cordón de Los Andes y el nivel del océano Pacífico.

Debido a la variabilidad climática del país, los recursos hídricos superficiales son casi inexistentes en el extremo norte, y abundantes desde la Región de Biobío al sur, por lo cual es en la parte sur del territorio continental donde se tiene el mayor potencial hidroeléctrico no explotado. Es en esta parte de Chile donde las precipitaciones son menos irregulares, estacional e interanualmente, por lo cual el aprovechamiento de su potencial hidroeléctrico es más eficiente que en el resto del país. Asimismo, en la mayoría de las cuencas hidrográficas de dicha parte del país hay lagos en las vecindades de sus cabeceras que contribuyen a regular el régimen de las aguas superficiales, lo cual también contribuye a un mejor aprovechamiento del potencial hidroeléctrico.

3.2. La flexibilidad operacional

Las centrales hidroeléctricas que no cuentan con capacidades de almacenamiento de sus aguas (centrales de pasada) se utilizan, con prioridad a otras opciones, para abastecer la base de la curva de demanda diaria del SIC, por ser las instalaciones con el menor costo variable de producción, mientras que las centrales con capacidad de regulación horaria, además de contribuir a la generación base, pueden utilizarse para generar en las horas de mayor demanda del sistema.

Las centrales hidroeléctricas de pasada no alteran la variabilidad temporal (horaria, diaria o estacional) de las aguas y por lo tanto no afectan a los restantes usuarios de las aguas, mientras que las centrales con capacidad de regulación pueden producir efectos, hacia aguas abajo de sus descargas, que deben ser mitigados o anulados.

Debido a la mayor flexibilidad operacional que tienen las unidades hidráulicas frente a las opciones de generación con unidades térmicas, eólicas o solares, ellas se utilizan para responder en forma rápida a las variaciones de la demanda del sistema, contribuyendo así a una optimización del abastecimiento de la electricidad requerida y al control de las variaciones de la frecuencia de la red eléctrica, otorgándole una estabilidad que no puede ser proporcionada en forma eficaz por las restantes opciones de generación. Asimismo, son las unidades hidroeléctricas las que permiten iniciar la habilitación de todo el parque generador después de un black-out al no requerir apoyo exterior para iniciar su funcionamiento.

En síntesis, las centrales hidroeléctricas pueden concebirse y diseñarse para contribuir al suministro de la energía de base, de punta o mixta de la demanda de electricidad, y en forma casi exclusiva para tomar las variaciones rápidas de carga que se tienen en los sistemas interconectados con fuerte restricción sobre las variaciones de voltaje y frecuencia de las redes eléctricas.

3.3. El impacto económico de las centrales hidroeléctricas

El costo de la producción hidroeléctrica es dependiente en más de un 90% del monto de las inversiones requeridas para su estudio y construcción. El costo de los estudios para concebir, diseñar y construir las centrales hidroeléctricas es importante en relación a otras opciones de generación, pero resulta inevitable para lograr un diseño acorde con las condiciones físicas y ambientales relacionadas con la implantación de sus obras y con la necesaria precisión, tanto para determinar anticipadamente el costo real de su construcción y operación, como para definir un cronograma realista para su materialización. Resulta así necesario, que en una etapa temprana del proceso de inversión, los proyectos hidroeléctricos tengan una certeza jurídica para su implementación, de lo contrario, no se tendrán las condiciones que permitan desarrollar en plenitud y en forma oportuna los estudios para su desarrollo. Esta es la situación que se ha tenido en los últimos años, causante de la casi paralización de los proyectos hidroeléctricos mayores. Revertir esta situación implica, por una parte, mayores y mejores estudios asociados con la evaluación ambiental de estos proyectos, y por otra, una adecuación de la legislación ambiental para conseguir la certeza jurídica de las decisiones que se tomen dentro del marco legal específico relacionado con el medio ambiente.

La energía hidroeléctrica es una fuente renovable que no depende de los avatares de los mercados internacionales de combustibles fósiles, por lo tanto tiene un alto valor estratégico para tener un abastecimiento energético diversificado e independiente.

Por razones de seguridad nacional, como también económicas, es necesario aplicar una política energética nacional que contemple la explotación preferencial de las fuentes económicas de energía renovable que posee el país, entre ellas a la producción hidroeléctrica. Por lo tanto, la limitación de la capacidad de 20 MW a la capacidad hidroeléctrica para incluirla entre las políticas que incentiven su explotación es una materia que debe revisarse.

En el capítulo 5 se entrega información sobre los costos de inversión de los proyectos hidroeléctricos y su incidencia en el costo resultante para producción de su energía, mientras que en el capítulo 6 se presenta su comparación con los proyectos más competitivos de los proyectos que usan recursos renovables (eólicos y solares).

3.4. El Impacto Territorial

Al igual que en el resto del mundo, la construcción y operación de centrales hidroeléctricas en Chile ha llevado, y llevará asociada, la concreción de obras de infraestructura, localizadas en el entorno de la implantación de sus obras principales que impactan favorablemente el desarrollo de las comunidades vecinas. Es apreciable que la construcción de proyectos hidroeléctricos mayores en Chile ha contribuido a tener mejores caminos, electricidad de servicio público en áreas rurales,

sistemas de comunicaciones y mejores servicios públicos en general. Este beneficio local o regional de los proyectos hidroeléctricos, hasta ahora no es utilizado ni reconocido en forma amplia por los directamente afectados, o bien es amortiguado por la acción de terceros incentivados por el lucro que pueden traer consigo los conflictos legales. Las empresas eléctricas con derechos de aprovechamiento de aguas para su utilización en centrales mayores, deberán establecer y ejercer, en forma temprana en el desarrollo de sus proyectos, las acciones necesarias para conseguir su normal desarrollo, comprometiendo a las comunidades que puedan ser afectadas.

El cambio escénico que produce la existencia de una central con embalse, que genera un área inundada, es una condición que en la mayoría de los casos resulta atractiva para la sociedad. Es así que en los casi cuarenta años que han transcurrido desde la construcción del embalse de la central Rapel hasta los embalses de las centrales ubicadas en la cuenca del río Biobío, las áreas que los rodean presentan un desarrollo de actividades turísticas y recreacionales que han afectado favorablemente su desarrollo social y económico.

3.5. Los Impactos en el Cauce Natural

Las centrales hidroeléctricas de pasada generan impactos que pueden ser desfavorables en el tramo del cauce natural comprendido entre el punto en que sus caudales son derivados hacia las obras de conducción de las aguas de las plantas generadoras, hasta el lugar en que estas aguas son devueltas al cauce natural. Con la finalidad de minimizar los impactos de estos proyectos, ellos deben mantener en el cauce intervenido un flujo mínimo (Caudal Ecológico Mínimo), y en los casos que se requiera, disponer de soluciones, como escaleras de peces y otros. En el caso de las centrales de pasada que cuenten con embalses de sobrecarga destinados a disponer de mayores flujos en las horas de máxima demanda, debería ser usual contar hacia aguas abajo con embalses de compensación con la finalidad de mantener uniforme el escurrimiento diario.

En el caso de las centrales hidroeléctricas con embalse, se pueden distinguir efectos positivos y negativos por causa del cierre del cauce natural y el consecuente peralte de las aguas.

La capacidad de regulación de los caudales afluentes a los embalses es una condición favorable, tanto para adecuar la producción hidroeléctrica a las variaciones del consumo, como también para los usuarios de aguas abajo del embalse, al reducir los flujos máximos que se producen en las crecidas y detener el arrastre de sólidos superficiales y de fondo que son perjudiciales para la mayoría del resto de los usuarios. La alteración del régimen natural, que aumenta los flujos en las horas de máximo consumo y reduce en las horas de menores demandas, es resuelta en los sistemas hidroeléctricos cordilleranos con el desarrollo de proyectos en cascada, en que los embalses de aguas abajo compensan las variaciones horarias de los caudales, situación que debe aprovecharse en el futuro, particularmente si se tiende a lograr un crecimiento importante de la producción con centrales que usan recursos intermitentes (eólicos) o discontinuos (solares fotovoltaicos).

Entre los impactos negativos están, la inundación de áreas que ocupará el embalse, el proceso de eutrofización de las aguas embalsadas por la descomposición de la vegetación que queda bajo las aguas almacenadas, el cambio de la calidad de las aguas y la alteración del régimen hidrológico y sedimentológico, principalmente. La importancia y medidas de mitigación de cada uno de estos impactos dependerán de las características de cada proyecto y de condiciones de la cuenca hidrográfica en que se sitúen.

En todo caso, y en términos generales, se sabe que los embalses que se sitúan en la parte alta de la cordillera de Los Andes tienen un impacto poco significativo sobre las áreas que inundan, debido a su reducida magnitud, la ausencia de localidades pobladas, la carencia de obras de infraestructura que se requiere reubicar y la no interferencia con otros usuarios relevantes de las aguas (sector agrícola). La inundación de áreas con bosques nativos que sea necesario cortar, es tema regulado por CONAF y SAG con la exigencia de realizar procesos de reforestación compensatorios. La mitigación del proceso de eutrofización de las aguas del embalse también es una materia conocida y las medidas necesarias son adoptadas en el desarrollo de estos proyectos. El cambio de la calidad de las aguas y del régimen sedimentológico del cauce natural es inevitable y su efecto dependerá de las características de cada proyecto. Este efecto será mínimo en los embalses situados aguas abajo de los lagos o embalses ubicados en las cabeceras de las cuencas, y por lo contrario, serán importantes en los situados en la parte baja de ellas.

La alteración del régimen hidrológico de la cuenca intervenida por un embalse tendrá distinta connotación si se trata de embalses con capacidad para efectuar una regulación interanual, estacional, diaria u horaria.

Los embalses con capacidad de regulación interanual solo tienen efectos positivos sobre la cuenca y el uso de sus aguas, puesto que pretenden minimizar los efectos sobre la cuenca y los usuarios del agua en los períodos largos de las sequías que afectan a nuestro país. Lamentablemente, las condiciones morfológicas de las cuencas de la mayor parte del territorio chileno no permiten implementar embalses con esta característica.

La implementación de embalses con regulación estacional es más común, y es posible continuar su desarrollo bajo el concepto de coordinar en forma adecuada su operación con los usos principales que tienen las aguas de cada cuenca, generalmente en la agricultura, el agua potable y la hidroelectricidad.

La regulación diaria u horaria de los embalses de los proyectos hidroeléctricos, es una característica impuesta para su operación, necesaria para un abastecimiento eficiente y seguro de la red al que estarán interconectados. Las medidas de mitigación frente a la alteración del régimen natural diario u horario deben ser consideradas en los proyectos, siendo exigible la descarga desde el embalse de los caudales que requiera el ecosistema situado aguas abajo (Caudal Ecológico Mínimo) y lo requerido por los usuarios que tienen derecho a las aguas que confluyen al embalse. Como ya se ha dicho, la alteración del régimen natural es resuelta en los sistemas hidroeléctricos cordilleranos con el desarrollo de proyectos en cascada en que los embalses de aguas abajo compensan las variaciones horarias de los caudales, correspondiendo al embalse final de la cadena operar en forma uniforme.

LA HIDROELECTRICIDAD Y EL MEDIO AMBIENTE



4.1. Introducción

En Chile, durante los últimos años se ha presentado un aumento sostenido en la oposición a los proyectos hidroeléctricos, lo cual no solo afecta a las centrales de embalse sino también a las centrales de pasada, independientemente del tamaño de las obras, potencia o caudal de diseño de las mismas, y que no necesariamente corresponden a los proyectos con mayor impacto respecto a los producidos por otras actividades. Esta oposición se lleva a cabo tanto dentro como fuera del marco legal que regula la aprobación ambiental de los proyectos.

Dentro del marco legal, el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), es el principal instrumento del Estado en la gestión ambiental aplicado a los proyectos hidroeléctricos. Los proyectos que deben someterse a esta evaluación, cumplidas ciertas condiciones, son evaluados ya sea mediante una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o bien a un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), instrumento que considera también la participación ciudadana en la evaluación y aprobación ambiental de un proyecto por parte de la autoridad.

Tanto por las acciones derivadas del sistema de evaluación, así como por la acción de grupos ambientalistas, se han producido retardos en la ejecución de los proyectos, aumentos de sus costos, disminución de la capacidad instalada, u obligación de realizar los proyectos desperdiciando parte del potencial energético o, por último, haciendo imposible su ejecución. Esto ha redundado en un aumento del costo general de la energía eléctrica en el país, afectando a toda la sociedad.

4.2. Principales Conflictos Ambientales de los Proyectos Hidroeléctricos

Actualmente, al contrario de lo que pasaba hace 15 o 20 años atrás, se considera como parte del desarrollo del proyecto la probabilidad que se presenten conflictos de diversa índole, por eso las empresas deben trabajar fuertemente en su resolución, ya sea antes o durante el desarrollo del proyecto.

Desde el punto de vista ambiental, estos conflictos se originan principalmente debido a que actualmente los proyectos hidroeléctricos se ubican generalmente en zonas que pueden tener valor natural para los vecinos, son cercanos o están dentro de sitios protegidos, son de interés de protección por su biodiversidad o entorno natural, o simplemente porque los vecinos no quieren tener este tipo de proyectos cercanos a su hábitat.

Los conflictos ambientales están dados principalmente porque la construcción de las obras civiles propias de las centrales y de caminos de accesos, líneas de transmisión de alta o media tensión, interactúan con el medio ambiente tal como se ha expuesto en el capítulo anterior. Es por ello que las empresas que llevan adelante estos proyectos han tenido un cambio cultural significativo en el modo de enfrentarlos, tanto en forma voluntaria como en cumplimiento de la aplicación del

Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), pasando a identificar, evitar, mitigar o compensar los impactos producidos por el proyecto; debiendo tomar, en forma proactiva, acciones tales como la redefinición de proyectos, con cambios de diseño y relocalización de las obras, disminución en los caudales utilizables, aplicación de tecnologías no tradicionales, inclusión de obras subterráneas y subacuáticas, aprovechamiento de obras existentes y compensaciones territoriales, entre otras acciones.

Dentro del cumplimiento de la normativa ambiental, uno de los conflictos que mayormente afecta a las empresas, es la aplicación práctica en el SEIA del proyecto, no solo por su marco regulatorio y disposiciones reglamentarias, sino que además porque permite eventualmente la discrecionalidad de las autoridades y no define con claridad un escenario de largo plazo para el desarrollo de estos proyectos.

En este ámbito se ha introducido el requerimiento de una serie de estudios específicos dentro del llamado "Permiso Ambiental Sectorial" (PAS), con la obligación de presentar estudios solicitados por la autoridad sectorial que muchas veces no aportan antecedentes útiles para la evaluación.

Por ello, la institucionalidad ambiental requiere la aplicación de definiciones claras en las políticas de conservación de ecosistemas y de uso del territorio, tanto de conservación natural en Parques y Reservas, así como turístico, y en forma muy relevante a la afectación de los cursos de agua y las zonas de interés ambiental, ya que se vinculan directamente con la factibilidad y desarrollo de un proyecto.

En la práctica, al llevar adelante los estudios, se ha visto que falta claridad en:

- Áreas que deben quedar excluidas del proyecto con el objeto de preservar ecosistemas específicos,
- Áreas protegidas que no tienen debidamente establecidos o justificados sus límites,
- La existencia de conocimiento validado sobre las condiciones de base de los ecosistemas acuáticos, lo cual finalmente produce conflictos con los evaluadores ya que la línea base sobre la que se miden los impactos del proyecto surge de cada desarrollo específico, y es fuertemente cuestionada durante el proceso,
- Uniformidad de criterios entre las oficinas regionales, respecto de la información a entregar y la evaluación misma,
- Dualidad entre las entidades sectoriales del Estado y el SEIA, para la fijación de requisitos ambientales y
- Establecer en el procedimiento, el momento a partir del cual no se aceptarán objeciones o modificaciones al estudio presentado. De presentar objeciones, a partir de ese momento, éstas deberán, a lo menos irrogar un costo para el demandante.

Entre dichos aspectos se debe destacar la determinación del caudal ecológico durante la evaluación. Este caudal, desde el punto de vista del Derecho de Aguas está definida por la Dirección General de Aguas (DGA) del Ministerio de Obras Públicas (MOP) y claramente establecido en la Resolución que otorga el Derecho de Aprovechamiento de Aguas de cada proyecto hidroeléctrico; sin embargo, este caudal ecológico puede ser modificado durante la evaluación de impacto ambiental, pasando por encima del Derecho de Aguas, lo cual representa una fuerte incertidumbre para quien pretende desarrollar un proyecto, ya que éste puede ser aumentado discrecionalmente durante la evaluación y hacer inviable un proyecto. Esta incerteza representa una barrera de entrada y aumento de riesgos para la evaluación de los inversionistas y sin duda una traba para el desarrollo de nuevos proyectos.

Por lo tanto, es necesaria una definición clara por parte de la Autoridad, para que este caudal ecológico pueda ser fijado junto con la entrega del derecho y no sea sujeto a modificación durante la evaluación ambiental, ya que la certeza jurídica de la propiedad del derecho al uso del agua es fundamental cuando se ha decidido invertir en los estudios y desarrollo de un proyecto.

4.3. Las comunidades y aspectos sociales en los nuevos Proyectos Hidroeléctricos

Actualmente, para el desarrollo de todo tipo de proyectos, y en particular para los desarrollos hidroeléctricos, la variable social y las relaciones con la comunidad son cada vez más importantes. Ya no basta que un proyecto sea rentable económicamente, ya sea desde el punto de vista social o privado, o que sea ambientalmente factible; la opinión de las comunidades vecinas, pueblos originarios y a veces de la sociedad como conjunto, han pasado a tener un rol preponderante en la definición y rentabilidad de los proyectos, haciendo en muchos casos que estos sean modificados o adecuados según las demandas de las comunidades; todo ello además de la necesidad de hacer inversiones y aportes a las comunidades vecinas, como una forma de compensación y mejora de la calidad de vida, que debe aportar el proyecto.

Existe, una creciente desconfianza de las comunidades, ya sea por influencia de los medios o por propia experiencia, tanto hacia las instituciones, como por la percepción de desequilibrio entre los beneficios que deja el proyecto y los perjuicios o daños que este provoca en su entorno, ya sea durante la construcción como en la fase de operación del proyecto.

La población está más consciente de sus derechos y exige que su opinión sea considerada en la toma de decisiones. Es por ello que las empresas, cada vez más, deben tener políticas de participación ciudadana y de desarrollo comunitario, deben trabajar en conjunto con las comunidades en la definición de sus necesidades y entender cómo son afectadas por el proyecto, e incorporarlas como parte activa durante todo el proceso. En la medida que sientan que son escuchadas y consideradas en las decisiones, sin duda las relaciones y facilidades de continuar en forma satisfactoria con el proyecto serán mayores.

En algunos casos, la influencia de los medios o una buena frase dicha en televisión, puede decidir la suerte de un proyecto, que puede llegar hasta el abandono de la iniciativa por parte del inversionista, que no quiere ver en riesgo su inversión. Es por ello que el trabajo a tiempo y bien informado, con sinceridad y objetividad, puede lograr el apoyo a un proyecto en comunidades aún sensibles y potencialmente opositoras a un proyecto.

Dentro de este ámbito, identificamos los siguientes aspectos que se deben tener presente en la elaboración de políticas comunicacionales y de relación con las comunidades, a fin de contrarrestar sus impactos negativos:

- Existencia de las redes sociales que con rapidez, permiten imponer las posiciones de las minorías a una gran proporción de la población que carece de información precisa del tema.
- Desconocimiento sobre cómo se produce la energía hidroeléctrica, y en qué se consume.
- La judicialización de los proyectos.
- Existencia de grupos opositores al proyecto, que pueden producir protestas, tomas de caminos y huelgas, que pondrán en tela de juicio el proyecto ante la sociedad.
- Debilidad institucional y existencia de fallos judiciales adversos.
- Inexistencia de procedimientos rigurosos para resolver diferencias y aplicar las leyes y convenios.

Para evitar o minimizar los conflictos con las comunidades, las empresas deben, entre otros puntos, considerar los siguientes:

- Desarrollar mecanismos y una política efectiva de comunicación y de relaciones con la comunidad.
- Ser transparentes y directas en la comunicación, evitando la ocultación de información hacia la comunidad.
- Iniciar en forma temprana la participación e inserción de las comunidades y los municipios en el proyecto. Acoger sus demandas e incorporarlas en el proyecto, de manera de hacerlos copartícipes en la concepción del proyecto, como, por ejemplo, corregir el trazado de un canal si pasa por una zona de interés para algún grupo comunitario.
- Considerar La Guía de Participación Ciudadana del Ministerio de Energía.

Desde el punto de vista país, es necesario desarrollar campañas públicas del por qué es importante el desarrollo de proyectos hidroeléctricos y cómo ellos van a influir positivamente en el desarrollo del país; además, incentivar el desarrollo de políticas educacionales respecto del tema energéticos, para crear conciencia en la población, y de cómo este déficit puede afectar el desarrollo del país y, por ende, a cada uno de los ciudadanos y de cómo se puede convivir compatibilizando el desarrollo económico, las necesidades energéticas del país y el medio ambiente; permitiendo un debate bien informado, abierto, con participación de toda la sociedad y especialmente en aquellas comunidades donde existen pueblos originarios, los que también deben ser escuchados y acogidos en sus demandas.

Lograr el apoyo a los proyectos de las comunidades y de la sociedad en su conjunto, es indispensable para el desarrollo y crecimiento de nuestro país; pero no basta con las iniciativas de las empresas privadas interesadas; se requiere también un liderazgo de las autoridades, en las acciones de educación en uso y formas de producción de la energía, de su uso eficiente y de su necesidad como fuente de crecimiento para nuestro país.

4.4. Principales limitaciones desde el punto de vista ambiental y comunitario para el desarrollo de los proyectos

Como se ha visto, una de las principales limitaciones para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos es la falta de una estrategia consensuada de largo plazo, a nivel país, respecto del desarrollo energético, que considere a todos los actores y fije un ordenamiento territorial y un sistema regulatorio, que entregue mayores certezas administrativas y jurídicas, que de alguna manera permita la participación de las comunidades afectadas en el proyecto y sus beneficios, más que entregar compensaciones puntuales y acotadas, que se transforman a veces en un petitorio imposible de cumplir y sujeto al capricho de quienes las emiten. Estrategia destinada a minimizar los conflictos y asegurar el proceso de evaluación y aprobación ambiental del proyecto en plazos razonables y conocidos.

Otra limitación que existe es la disparidad de criterios de la Autoridad en la evaluación ambiental de los proyectos, lo que puede llevar a resoluciones diferentes, tanto territorial como sectorialmente. Los reglamentos y procedimientos que se han introducido en algunos casos resultan con requerimientos innecesarios, donde en su promulgación no se ha considerado la opinión consensuada con los diferentes actores.

Para lograr un mejor resultado y agilidad para desarrollar los proyectos, se hace necesario un mayor liderazgo político de parte de la Autoridad, tanto para regular y hacer frente a los conflictos como un mayor interés para anticiparse, entender y resolver los conflictos. En cuanto a los aspectos administrativos, es importante evitar la dilación de las resoluciones administrativas, tanto de los aspectos ambientales, como de aprobación de los proyectos por parte de la Dirección General de Aguas. Se hace imprescindible una mayor precisión en los reglamentos y procedimientos junto con la participación de los diferentes actores en su elaboración, como también reforzar la institucionalidad respecto de la política energética a nivel país, así como reforzar el marco legal, para evitar los fallos judiciales adversos a la materialización de proyectos técnicamente recomendables de ejecutar.

4.5. Otras consideraciones generales

La inclusión de las consideraciones ambientales, sin duda representa un costo para los proyectos, tanto en el manejo de las variables ambientales y comunitarias durante el desarrollo de ellos, como en aumentos de la inversión, menores ingresos futuros y pérdida de potencialidad del proyecto. Actualmente se considera que todos estos aspectos pueden representar entre un 2% y un 5% de la inversión total.

Como se ha visto, todo lo anterior ha llevado a que actualmente los temas ambientales y comunitarios sean los aspectos más importantes en la gestión de un proyecto, tanto en la ingeniería como en la obtención de los permisos. Esto ha derivado en la incorporación de proyectos paralelos de compensación, muchos de ellos que se deben prolongar mucho más allá de la construcción, y acompañar al proyecto durante toda su vida útil o, hasta en el extremo, conducir al abandono del mismo.

Es por ello que tanto a nivel de país como de las empresas, se debe contar con una estrategia de comportamiento ambiental y de relaciones con la comunidad; por lo tanto, también el Estado debe contar con políticas claras, tanto de desarrollo energético como de educación a la población, así como designar los plazos de aprobación, evitando la discrecionalidad en la evaluación y judicialización de los proyectos, dando un marco legal de mayor seguridad y credibilidad hacia los inversionistas, desde el inicio de los estudios hasta el final de la vida útil del proyecto.



LA HIDROELECTRICIDAD Y SUS COSTOS

Si bien los costos de instalación de las centrales hidroeléctricas son fuertemente intensivos en el uso de capital, es importante destacar que la magnitud de las inversiones que requieren las obras civiles, en gran medida son recursos nacionales, generando impactos positivos en la industria y empleo del país. En cuanto a los costos de operación, dado que su "combustible" es un recurso nacional prácticamente gratuito, ello hace que esos costos se traduzcan fundamentalmente en los costos económicos derivados del servicio de la inversión inicial. En este sentido vale la pena destacar que las centrales hidroeléctricas en operación son prácticamente inmunes a las variaciones de los precios internacionales de los combustibles, lo cual claramente es una ventaja para un país como el nuestro que tiene una baja disponibilidad de recursos de combustibles nacionales para la generación de electricidad.

Adicionalmente a lo señalado, es importante considerar que la vida útil de las centrales hidroeléctricas puede sobrepasar los 50 años sin requerir inversiones adicionales para mantener sus condiciones operacionales, salvo los costos normales asociados a la operación y conservación de sus instalaciones. Así también, los proyectos hidroeléctricos bien estudiados, tienen relativamente pocas variaciones en cuanto a plazos y costos de construcción, lo que los hace muy confiables, siempre que se hayan incluido entre sus inversiones los niveles adecuados de imprevistos, determinados principalmente por condiciones geológicas y geotécnicas desconocidas. Además, la internalización de los costos de los proyectos por sus efectos sobre el medio ambiente, son claramente establecidos en la etapa de la definición de sus inversiones, aspecto en que resulta transparente frente a otras opciones. Asimismo, la relación entre la energía producida por una central generadora hidroeléctrica versus la energía consumida para su instalación y operación es por lejos la más favorable. Finalmente, la rentabilidad financiera de los proyectos hidroeléctricos no depende de los precios de los combustibles, en la medida que tengan contratos de venta de largo plazo, no sujetos a la variación de los precios del mercado spot.

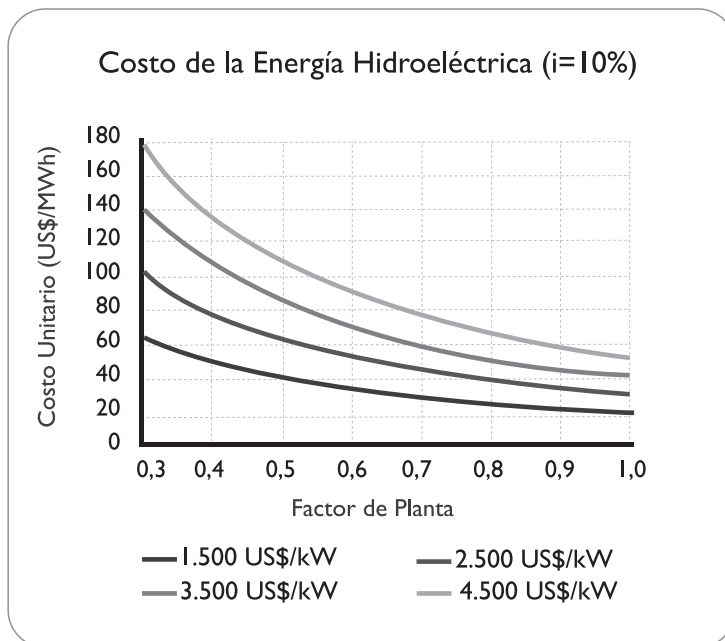
Actualmente, el costo de inversión por unidad de potencia de las centrales hidroeléctricas se puede encontrar en el rango de unos 1.500 a unos 4.500 US\$/kW, de acuerdo con las características de cada proyecto, en particular respecto a su conexión con el sistema central de transmisión, su capacidad instalada, factor de planta, condiciones geomorfológicas y aprovechamiento de obras de infraestructura de uso público. Es habitual que los costos unitarios de los proyectos con bajas capacidades instaladas tengan costos unitarios cercanos al máximo indicado, mientras que los proyectos mayores (por economías de escala) estén comprendidos entre 1.500 y 2.500 US\$/kW.

Para determinar la competencia económica de un proyecto de producción de electricidad en alta tensión, se acostumbra usar como un indicador general el costo unitario medio de la energía producida por el proyecto durante su vida útil. El costo medio unitario de la energía resulta del cociente entre el costo medio anual del proyecto y su producción neta anual (US\$/MWh). El costo medio anual del proyecto se calcula mediante la determinación del factor de recuperación del capital para una tasa de interés dada en un período conocido, más el costo medio anual por la operación y mantención de las instalaciones.

Un proyecto hidroeléctrico es usual calcularlo con los siguientes parámetros:

- Costo unitario medio de la energía generable expresado en dólares de Estados Unidos (US\$/MWh).
- Potencia media igual a la capacidad neta instalada (MW) multiplicada por el factor de planta.
- Energía media determinada por el producto de la potencia media por el número de horas del año (8.760 horas) quedando expresada en MWh año.
- Vida útil y período de depreciación: 50 años.
- Tasa de interés: 10%.
- Costo medio anual de operación y mantenimiento: 20 US\$/kW.

A continuación se presenta un gráfico que muestra los costos unitarios medios de la energía hidroeléctrica generable en función del costo de inversión por unidad de potencia eléctrica instalada. Se entiende que en el costo de inversión se deben incluir tanto los costos propios del proyecto hidroeléctrico como de sus obras accesorias y de transmisión.



Fuente: Rodolfo Bennewitz, Miembro de la Comisión de Hidroelectricidad.

En el gráfico anterior, se observa que en proyectos hidroeléctricos diseñados con un factor de planta comprendidos entre 0,5 y 0,6 (usual en las centrales hidroeléctricas) el costo unitario está entre 30 US\$/MWh y 110 US\$/MWh, según el costo unitario de la capacidad instalada, al considerar una tasa de interés anual de un 10% en una evaluación en dólares de los Estados Unidos de América (USA), condiciones que se consideran usuales para la evaluación económica de los proyectos hidroeléctricos.

Los precios medios con que se han adjudicado las tres últimas licitaciones para el abastecimiento de la electricidad de los clientes regulados en el SIC (usando como referencia la S/E Polpaico), muestran una tendencia decreciente desde los 129 US\$/MWh a menos de 50 US\$/MWh. Es así que, en la última licitación, para proveer en el SIC 12.430 GWh/año, a partir de 2021, se presentaron (agosto de 2016) precios entre 30 US\$/MWh y 100 US\$/MWh. El precio promedio de la adjudicación fue de 47,6 US\$/MWh. Resulta importante saber que casi el 50% del suministro adjudicado correspondió a una empresa generadora con un precio medio de 51 US\$/MWh, empresa que ya cuenta con una capacidad hidroeléctrica importante en operación por muchos años. El resto de la energía adjudicada correspondió a empresas con generación principalmente eólica, con precios comprendidos entre 41 y 48 US\$/MWh. Existe la impresión que la determinación de estos precios de venta de una energía basada en generación eólica obedeció a condiciones particulares, como asumir factores de planta superiores a los normales, bajos costos del equipamiento de generación por el precio actual de los principales insumos y óptima ubicación de las plantas generadoras.

Con una mirada a largo plazo, con una participación creciente de los proyectos de generación eólicos y solares económicos, los precios medios estarán sobre el precio medio de esta última licitación, al requerirse nuevas plantas generadoras de respaldo a la producción intermitente. Con precios medios referenciales de la energía en el SIC, de 60 a 80 US\$/MWh serían económicamente competitivos los proyectos hidroeléctricos con factores de planta normales (sobre 0,5), con costo de generación y transmisión menor a 3.500 US\$/KW.

Generalmente, el costo unitario de la inversión en las centrales hidroeléctricas (US\$/KW) es mayor que el de las centrales termoeléctricas convencionales, pero como el costo de operación y mantenimiento de las primeras es muy bajo, al no usar combustible, el costo final de la producción hidroeléctrica resulta inferior tanto al de las centrales térmicas convencionales que usan carbón, gas natural o petróleo, como también al de las centrales de ciclo combinado que usan gas natural.

LA HIDROELECTRICIDAD Y LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES



6.

6.1. Introducción

En términos generales, energías renovables son aquellas que en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil no se consumen ni se agotan en el plazo en que pueden evaluarse. Entre estas fuentes de energías están la hidráulica, la solar, la eólica y la de los océanos. Además, dependiendo de su forma de explotación, también pueden ser catalogadas como renovables la energía proveniente de la biomasa, los biocombustibles y la energía geotérmica con reinyección de las aguas termales.

Las energías renovables se han clasificado en Chile en convencionales y no convencionales, según sea el grado de desarrollo de las tecnologías para su aprovechamiento y la penetración en los mercados energéticos que presentan. Dentro de las convencionales, la más importante es la hidráulica a gran escala.

En el marco legal chileno se han definido como fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) a la eólica, la biomasa, el biogás, la geotermia, la solar y la mareomotriz, independientemente de su capacidad, y la hidroeléctrica con centrales de hasta 40 MW de capacidad instalada, pero limitada su producción a la energía producida por una planta de 20 MW.

La limitación de la capacidad de las centrales hidroeléctricas usada en esta clasificación es arbitraria y puede ser válida, mientras la participación en la matriz energética de nuestro país de las restantes energías competitivas, particularmente la eólica y solar, no alcancen un alto nivel de implementación, ya que proyectos con grandes capacidades pueden tener efectos ambientales y sociales, tanto o más desfavorables que proyectos hidroeléctricos con capacidad superior a los 40 MW.

6.2. Características generales de las energías renovables

Las características generales se pueden resumir en lo siguiente:

- Inagotables, por renovarse en forma permanente durante la vida útil de los proyectos de producción de electricidad.
- Ambientalmente poco impactantes.
- Sus costos de producción dependen sustancialmente de las inversiones requeridas para su diseño y construcción, con costos menores en su operación y casi sin costos variables en su producción.
- En general usan áreas externas para ubicar sus obras.

- Variabilidad temporal de su producción, caracterizada por la magnitud, frecuencia y duración de ella, como también por la probabilidad de su ocurrencia. Así, la energía hidráulica está sometida a la variabilidad que le imponen los ciclos climáticos estacionales y anuales, los que, dentro de cierta medida, pueden ser predecibles. La eólica, en tanto, se ve afectada por la alta variación de la velocidad del viento y de su dirección, llegando así a la intermitencia (partida-detención y vuelta a partir, etc.) y es predecible solamente con un alto grado de incertidumbre. Por último, la solar es discontinua por la secuencia noche y día, siendo predecible exclusivamente en su dependencia de los efectos climáticos, los que se consideran afectando la producción teórica por el factor 0,8.

Actualmente, en Chile se estudian, diseñan y construyen principalmente centrales hidroeléctricas, eólicas, solares fotovoltaicas, y en menor proporción centrales que usan biomasa o biocombustibles y se ha iniciado el desarrollo de un proyecto geotérmico.

6.3. Principales fuentes de energías renovables explotables disponibles en el país

Energía Hidroeléctrica (menor a 20 MW):

- Explotada mediante las denominadas centrales Mini Hidráulicas. Se han desarrollado principalmente en los últimos años, en el centro y sur del país, por la implantación de disposiciones legales en el marco que regula el sector eléctrico.
- Su variación estacional depende de la ubicación de la cuenca de la cual se extrae el agua y de la extensión de ésta, por lo que no es posible precisar la magnitud de esa variación. Sin embargo, sólo para dar una estimación de ella, se puede decir que, en los años secos su caudal medio mensual disponible se reduce aproximadamente a la tercera parte de su promedio anual y que, durante los períodos de crecidas, su caudal promedio mensual aumenta entre 2,5 a 3,0 de su valor promedio anual.
- Su desarrollo precisa de inversiones importantes, pero con menor riesgo que en las inversiones en proyectos mayores. Se han instalado del orden de 400 MW, potencia que representa aproximadamente el 2% de la capacidad total instalada en el país. Se estima que hacia el año 2020 se habrá llegado a cerca de 800 MW instalados en este tipo de centrales hidroeléctricas.
- Debe complementarse con potencia térmica para salvar los períodos de sequía o de menores recursos hídricos.
- Según el estudio El Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé (2014) realizado por Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ), para el Ministerio de Energía, el potencial hidroeléctrico, aprovechable en centrales Mini Hidráulicas, existente entre las cuencas de los ríos Aconcagua y de los ríos Puelo y de Chiloé insular, alcanzaría a una capacidad de 3.658 MW, con un factor de planta medio de 0,63. Entre la fecha del registro del mencionado estudio (diciembre de 2012) y la fecha de este informe (febrero de 2016) se han puesto en servicio cerca de 130 MW en centrales Mini Hidráulicas, por lo cual el potencial disponible es de 3.528 MW, con un factor de planta comprendido entre 0,60 y 0,65.

Energía Eólica:

- A partir del año 2012 se ha transformado en una fuente atractiva de explotar, desplazando en el corto plazo a la producción de energía térmica generada con petróleo diesel o gas en centrales de ciclo combinado.
- Es esencialmente intermitente, por lo que precisa de apoyo complementario de otras fuentes de energía.
- A comienzos de 2016, se han instalado alrededor de 900 MW en el país, programándose aumentar esa potencia hasta unos 1.000 MW a fines de este año.
- Su potencial se explota mediante aerogeneradores con capacidad instalada normalmente entre 2 MW y 3 MW en cada aerogenerador, instalados en columnas de 80 m a 120 m de altura que son accionados por hélices de hasta unos 80 m de diámetro.
- Su densidad de ocupación territorial representativa es del orden de 10 ha a 20 ha por cada MW instalado.
- Las centrales eólicas operan en forma intermitente, con factores medios de planta comprendidos entre 0,30 y 0,35.
- Según el estudio de GIZ, el potencial eólico aprovechable con centrales con factores de planta igual o mayor a 0,30 alcanza a 40.452 MW, constituido por una cartera de proyectos con 2.975 MW (factor de planta promedio de 0,36) y un potencial disponible de 37.477 MW con un factor de planta promedio de 0,34.
- Tienen un efecto negativo sobre el hábitat de la fauna cercana a las instalaciones, debido a las vibraciones que transmiten al terreno.

Energía Solar:

- Igual que en el caso anterior, sólo en los últimos años se ha transformado en una fuente económica, al reducirse los costos de los paneles fotovoltaicos, resultando competitivos frente a otras opciones de generación.
- Existen dos formas comerciales de explotación: mediante paneles fotovoltaicos (PV), que transforman directamente la radiación solar en electricidad y mediante centrales de concentración solar (CSP), denominadas también termo-solares, que tienen una caldera montada sobre una torre, calentada por helióstatos (espejos que siguen la trayectoria del sol y concentran sus rayos sobre la caldera). Esta segunda forma de utilizar la energía del sol tiene la gran ventaja de permitir la acumulación de la energía térmica en sales fundidas, y con ello, es posible generar en forma casi continua (factor de planta 0,8).
- Por ahora solo se han construido en Chile centrales solares fotovoltaicas. Su producción es esencialmente discontinua (día y noche), fluctuando además con las condiciones climáticas con factores de planta medios cercanos a 0,30.
- A comienzos de 2016 se han instalado casi 600 MW en plantas solares fotovoltaicas. El 74% de la capacidad instalada está conectada con el SIC. Se espera llegar a cerca de 2.000 MW a fines de este año, con una distribución similar entre el SING y el SIC.

- La densidad en superficie representativa de las plantas fotovoltaicas por unidad de potencia instalada es del orden de 35 m²/KW (0,03 KW/m²). Esta densidad implica importantes extensiones de terrenos para la implantación de este tipo de centrales, lo cual limita su ubicación a terrenos con bajo valor económico.
- Según el estudio de GIZ, el potencial solar aprovechable con centrales eléctricas fotovoltaicas (PV) con arreglo fijo o de seguimiento de sus paneles, con factores de planta igual o mayor a 0,24 y 0,30 respectivamente, alcanza a un total de 2.878.031 MW. El 87% de este potencial se ubica en la Regiones de Antofagasta y Atacama.
- Asimismo, dicho estudio indica un potencial de 552.871 MW aprovechable en centrales de concentración solar (CSP) con factor de planta igual o mayor a 0,50. El 96% de este potencial se ubica en la Regiones de Tarapacá y Antofagasta.

Energía Geotérmica:

La producción geotérmica es continua. Chile, al ser una zona de alta actividad volcánica, tiene un potencial importante de generación geotérmica. Se estima un potencial bruto en el país de 16.000 MW. Requiere grandes inversiones en capital de riesgo para reconocer el potencial, lo que implica tener un marco legal adecuado. En nuestro país no hay plantas en operación y solo una central menor en proyecto en la Región de Antofagasta. Por ahora, no parece ser una forma competitiva con las restantes opciones. En este informe no se ha incluido un análisis sobre esta forma de producir electricidad.

Energías Mareomotrices y de las Olas:

Su producción es continua en las plantas mareomotrices reversibles e intermitentes en las restantes opciones. En Chile no hay plantas en operación ni en desarrollo. En este informe no se ha incluido un análisis sobre estas formas de producir electricidad.

Energía con Biomasa:

Su producción de energía eléctrica en Chile proviene sustancialmente de plantas térmicas de vapor que usan como combustible los desechos de la industria forestal. En este informe no se ha incluido un análisis sobre esta forma de producir electricidad.

6.4. Campo de competencia económica de las centrales Mini Hidráulicas, Eólicas y Solares Fotovoltaicas

Con el único objetivo de entregar una visión preliminar de la competitividad económica de las energías renovables hidroeléctricas, eólicas y solares fotovoltaicas, se han calculado sus costos unitarios de generación (US\$/MWh), en un rango probable de inversión de cada una de ellas, con la misma metodología usada para las centrales hidroeléctricas indicada en el capítulo 5 de este informe, con los parámetros que se muestran en el cuadro siguiente. En todos los casos se ha utilizado un interés anual de un 10%, cifra semejante a las tasas internas de retorno usadas para la evaluación económica preliminar de proyectos con un largo período de depreciación, que no incluyen los efectos de su financiamiento.

Las inversiones deben incluir las correspondientes a las obras de generación y las de transmisión dedicadas (ver sección 8.1 de este informe).

	Proyectos Mini Hidráulicos		Proyectos Eólicos		Proyectos Fotovoltaicos	
	Costo Inversión (US\$/KW)	Costo Unitario (US\$/MWh)	Costo Inversión (US\$/KW)	Costo Unitario (US\$/MWh)	Costo Inversión (US\$/KW)	Costo Unitario (US\$/MWh)
Costo de Generación US\$/KW	3.000	55	1.000	34	1.000	42
	4.000	75	1.500	52	1.500	64
Factor de Planta	0,63		0,33		0,27	
Período Depreciación	50 años		30 años		30 años	
Tasa de Interés Anual	10%		10%		10%	

Fuente: Elaboración Propia de la Comisión.

De lo antes expuesto se concluye que con las condiciones medias en que se han evaluado, actualmente los proyectos de generación de electricidad solares fotovoltaicos y eólicos tienen costos de producción menores que las opciones hidroeléctricas. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que cada proyecto tiene sus propias condiciones que determinan costos unitarios distintos a los mostrados en el cuadro, siendo determinante las inversiones y el factor de planta de la generación.

En la última licitación de suministro de electricidad para el SIC (agosto de 2016), los precios más bajos de las energías solar fotovoltaica y eólica adjudicadas fueron de 29 US\$/MWh y 31 US\$/MWh, respectivamente. Esto indica que actualmente el costo de las inversiones está bajo el nivel menor de los rangos considerados, situación causada por la reducción del costo del equipamiento de generación y a la ubicación de las plantas generadoras.

En el capítulo anterior de este informe se muestra la variabilidad de los costos unitarios de producción hidroeléctrica, según la magnitud de las inversiones involucradas en el estudio, ingeniería y construcción de las obras de la central generadora y de su línea de transmisión, según el factor de planta medio.

El bajo costo de producción de las plantas eólicas y fotovoltaicas, junto con el carácter intermitente o discontinuo de la generación, hacen necesario contar con opciones de generación que operen en forma complementaria para asegurar un suministro de electricidad sincronizado con su demanda. De las diferentes opciones, la hidroelectricidad es la forma más eficiente y sustentable para lograr esta complementación, por su flexibilidad operacional frente a la intermitencia de la generación eólica y por la posibilidad de almacenamiento en las centrales con embalse, con o sin bombeo, para complementar la generación fotovoltaica y eólica.

Proyectos hidroeléctricos con capacidad de regulación horaria, con factores de planta sobre 0,5, con costo de inversión bajo los 3.500 US\$/KW que determinan un costo medio de generación de unos 70 US\$/MWh, pueden resultar atractivos en una matriz diversificada y sustentable junto a proyectos eólicos y fotovoltaicos.

Otra modalidad de complementación de la hidroelectricidad con la generación solar fotovoltaica es mediante el desarrollo de plantas hidroeléctricas reversibles que pueden bombear agua de mar desde la costa hasta un embalse, donde se acumulan para ser usadas en la generación durante las horas en que las plantas fotovoltaicas no operan. En Chile solo se ha avanzado en el proyecto Espejo de Tarapacá (300 MW) que se ubicaría en el borde costero del Norte Grande a unos 100 Km al sur de Iquique. También este tipo de proyecto puede ser una opción interesante a implantar en el borde costero del Norte Chico, con lo cual habría un buen complemento en la generación y transporte de la electricidad que se transfiera hacia el centro y centro-sur del país.

PARTICIPACIÓN DE LA HIDROELECTRICIDAD EN EL DESARROLLO FUTURO DE CHILE



7.1. Potencial hidroeléctrico disponible

De acuerdo con la información del Ministerio de Energía, detallada en el capítulo 2.5, se calcula que la capacidad instalada en centrales hidroeléctricas en el país hacia fines del año 2020 será de unos 8.000 MW, de los cuales el 99,5% se ubicará en el actual SIC y cerca de un 10% corresponderá a centrales Mini Hidráulicas.

En el cuadro siguiente se incluyen los principales proyectos hidroeléctricos específicos que aún no han entrado en la etapa de construcción, y que de tenerse condiciones jurídicas y ambientales favorables podrían ser desarrollados en el futuro.

Nombre	Cuenca Hidrográfica	Potencia MW
Nido de Águilas	Río Cortaderal (Alto Cachapoal)	125
Centinela	Río Achibueno	105
El Castillo	Río Achibueno	30
Aguas Calientes	Río Diguillín	24
Trupán	Canal Zañartu (Río Laja)	36
Rucalhue	Río Biobío	90
La Frontera	Río Biobío	109
Neltume	Río Fui	490
Choshuenco	Río Llanquihue	134
Los Lagos	Río Pilmaiquén	53
Maqueo	Ríos Pillanleufú y Hueinahue	400
Puelo	Río Puelo	1.000
Río Blanco- Hornopirén	Río Blanco	26
Baker 1 y 2	Río Baker	1.020
Pascua 1, 2.1 y 2.2	Río Pascua	1.730
Río Blanco (Aysén)	Río Blanco	350
Río Cóndor (Aysén)	Río Cóndor	40
Río Cuervo (Aysén)	Río Cuervo	640
Río Bravo (Aysén)	Río Bravo	370
Río Cisnes (Aysén)	Río Cisnes	300
Mini Hidráulicas	Varias	300

Fuente: Elaboración Propia de la Comisión.

Según esta lista de proyectos, la capacidad total instalables con proyectos ya identificados y que a la fecha no han iniciado su construcción es 7.372 MW. A este potencial habría que agregar el correspondiente a algunos otros proyectos que, en su momento, se consideraron no convenientes de desarrollar, pero que podrían resultar atractivos en el futuro, lo que permitiría alcanzar a unos 8.000 MW. Por consiguiente, el potencial hidráulico que se aprovecharía en hidroelectricidad alcanzaría a un total de 16.000 MW (8.000 MW en operación al año 2020 y otros 8.000 MW después de dicho año). Las principales limitaciones para el aprovechamiento futuro de la mayor parte de estos 8.000 MW son la ubicación alejada de los consumos más importantes y la oposición de comunidades y organizaciones ambientalistas.

7.2. Rol del Estado

A partir de la promulgación del DFL 1 de 1982, del Ministerio de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, y en particular desde la época en que la propiedad de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA) fue transferida desde el Estado al sector privado (1987-1989), el Estado de Chile abandonó la responsabilidad de planificar en forma centralizada la producción y transporte de electricidad de nuestro país, tomando un rol principalmente de observador, y adoptando medidas en forma ocasional, solo frente a situaciones delicadas para el buen funcionamiento de este sector.

En el documento El Sector Energía en Chile de la Comisión Nacional de Energía de 1989 se explicita el rol subsidiario del Estado en lo referente a este sector y su papel de regulador del mercado monopólico (sector de distribución). La fuerte oposición a los desarrollos hidroeléctricos, los efectos de los períodos con sequías y el corte del suministro de gas desde Argentina determinaron una progresiva actuación del Estado en la definición de las políticas energéticas en el país, culminando en la definición de una Política Energética aprobada por el Decreto Supremo N° 148 del 30 de diciembre de 2015, del Ministerio de Energía.

A continuación se incluyen antecedentes sobre las principales acciones del Estado, respecto a la hidroelectricidad, realizadas a partir de la vigencia del DFL 1 de 1982.

1. Ley N° 20.257 (Ley ERNC).

Ley promulgada en marzo de 2008 que dispone, entre otros, que cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía, desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW (SIC-SING) para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, deberá acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo que una cantidad de energía inyectada por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados, será a lo menos equivalente a un 5% en cada año del período 2010 a 2014 y luego con un aumento anual creciente hasta alcanzar un 10% en el año 2024, en cumplimiento de contratos celebrados con posterioridad al 31 de agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013. Para los efectos de la acreditación de la obligación señalada, se reconocen las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40 MW, las que se corrigen por un factor proporcional igual a uno menos el cociente entre el exceso sobre 20 MW de la potencia máxima de la central y 20 MW. Esta última condición implica que el reconocimiento como ERNC de una inyección hidroeléctrica está limitado por la Ley a la producción continua de una planta de solo 20 MW.

2. Ley N° 20.698 (Ley Ampliación Matriz Energética).

Ley promulgada en octubre de 2014 que dispone, entre otros, que en el año 2024 la cantidad mínima de energía inyectada a los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW (SIC-SING) por medios de generación renovables no convencionales, dispuesta en la Ley N° 20.257 debe ser de un 20%. Además, establece que la inyección para los años 2010 a 2014 será de un 5%, aumentándose en el 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con el 5,5%, los del año 2016 con el 6% y así sucesivamente hasta alcanzar el año 2024 el 10%, para los contratos celebrados con posterioridad al 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013. Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025. Además, esta Ley establece la obligación para el Ministerio de Energía de efectuar licitaciones públicas anuales, para la provisión de bloques anuales de energía provenientes de medios de generación de energía renovable no convencional.

3. Agenda de Energía.

En 2014 el Ministerio de Energía hizo pública una Agenda de Energía cuyos ejes son: Un Nuevo Rol del Estado para el Desarrollo Energético, Reducción de Precios de la Energía, Desarrollo de Recursos Energéticos Propios, Conectividad para el Desarrollo Energético y Gestión del Consumo. La primera medida del eje Desarrollo de Recursos Propios es la declaración de apoyo al desarrollo hidroeléctrico con criterios de sustentabilidad. La Agenda de Energía estableció como una de sus tareas diseñar y ejecutar una Política Energética de largo plazo que contara con validación social, política y técnica.

Para ello, se especificaron dos horizontes: uno de corto plazo, para someter a discusión las líneas de trabajo en términos de los estándares, políticas y regulaciones que garanticen la factibilidad técnica y sustentabilidad de la matriz energética; y otro de mediano y largo plazo, para discutir aquellos aspectos estratégicos y tecnológicos que definan la matriz energética que el país impulsará hacia el año 2050. En el marco de la Agenda de Energía se constituyó un Comité Consultivo liderado por el Ministro de Energía que evacuó en septiembre de 2014 una propuesta denominada "Hoja de Ruta 2050: Hacia una energía sustentable e inclusiva para Chile", con un contenido esencial para la definición de una política energética.

4. Energía 2050. Política Energética de Chile.

Mediante el Decreto Supremo N° 148 del 30 de diciembre de 2015, se aprobó la Política Nacional de Energía contenida en el documento denominado "Energía 2050: Política Energética de Chile", de fecha 30 de diciembre de 2015 del Ministerio de Energía, encomendándose a este Ministerio liderar la implementación de la Política Nacional de Energía, realizar su seguimiento, realizar un informe anual de sus avances al Consejo de la Sociedad Civil del Ministerio de Energía y crear un Comité Consultivo para asesorarlo en los procesos de actualización de la Política Nacional de Energía. El Comité Consultivo será convocado cada 5 años, con el objeto de realizar la revisión quinquenal de la Política Nacional de Energía.

Energía 2050 propone una visión del sector energético chileno al año 2050, estableciendo una política que se sustenta en cuatro pilares: Seguridad y Calidad de Suministro, Energía como Motor de Desarrollo, Compatibilidad con el Medio Ambiente y Eficiencia y Educación Energética, estableciendo visiones, metas y lineamientos a los años 2035 y 2050.

En el contexto de este informe sobre la hidroelectricidad se debe destacar que uno de los objetivos de la Política Energética para Chile considera implementar las medidas necesarias para que las energías renovables constituyan el 60% en el año 2035 y al menos un 70% de la generación eléctrica en 2050, reconociendo la importancia de revisar, perfeccionar y mejorar el marco regulatorio ambiental de manera periódica y al día con las mejores prácticas internacionales. Para alcanzar dichos porcentajes de participación de las energías renovables, la generación hidroeléctrica deberá tener una participación relevante.

5. Estudio de Cuencas Hidrográficas y selección de aquellas que son aptas para soportar su desarrollo hidroeléctrico.

El Estado está tratando de determinar en cuales cuencas hidrográficas sería viable realizar desarrollos hidroeléctricos y aquellas en que ello estaría vedado, ya sea por razones ambientales, sociales o políticas. La 1ª parte del estudio se encuentra finalizada, correspondiendo ahora afrontar una 2ª etapa.

En la primera etapa se preseleccionaron las 12 cuencas hidrográficas que disponen actualmente del mayor potencial hidroeléctrico sin explotar. Éstas fueron las de los ríos Biobío, Yelcho, Maule, Toltén, Puelo, Valdivia, Bueno, Mataquito, Itata, Maipo, Imperial y Rapel, que, de acuerdo al estudio realizado, dispondrían de un potencial total de 11.335 MW. Como puede apreciarse, se dejaron fuera del estudio cuencas tan importantes como las de los ríos Baker, Pascua y Cuervo, que, de acuerdo con los estudios ya realizados, abarcarían en total un potencial desarrollable económicamente de unos 3.250 MW.

Después de reunir la gran cantidad de información de todo tipo de que dispone el Estado respecto a estas cuencas, se llegó a la conclusión de que el potencial hidroeléctrico de los ríos Mataquito, Itata, Maipo e Imperial no sería viable de explotar, por lo que en la 2ª etapa el estudio se centraría en las siete restantes mencionadas, que, en conjunto, reunirían un potencial del orden de 8.200 MW, pero que no resulta comparable con la deducida en el acápite 7.1 de esta presentación, ya que se han excluido los recursos de más de 3.250 MW de la región austral del país.

7.3. Creación del Sistema Interconectado Nacional por unión del SIC con el SING

Actualmente se encuentran en desarrollo las obras de interconexión de los sistemas SIC y SING con la finalidad de formar un solo sistema eléctrico, que abarcará desde Arica hasta Chiloé. Para lograr tal objetivo, se construirá una línea de interconexión entre Mejillones y la subestación Nueva Cardones en el extremo norte del actual SIC, con capacidad para transmitir una potencia de hasta 1.500 MW. Esto posibilitará regular la intermitencia de las energías solar y eólica mediante la generación de las centrales hidroeléctricas del centro y sur del país, dando así la posibilidad de abastecer las demandas eléctricas de la mayor parte del país mediante energías renovables. De esta manera, el desarrollo futuro de centrales con energías solar, eólica e hidroeléctrica, deberá efectuarse en forma armónica, de modo de lograr la complementación de ellas. Ello requerirá cambiar el discutible criterio actual de otorgar preferencia al desarrollo de las mini-centrales hidroeléctricas y evitar la construcción de centrales de embalse, ya que serán estas últimas las que deberán afrontar la tarea de regular la intermitencia, ya sea de la energía solar o de la eólica. En consecuencia, deberán preverse, desde ya, todas las modificaciones de aquellas normas legales que dificulten la construcción de este tipo de centrales, que constituirán una pieza clave en el aprovechamiento de las energías renovables intermitentes con que cuenta el país.

SISTEMAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN CHILE



Prácticamente ninguna central puede evitar la ejecución de obras de transmisión para transportar la energía producida hacia el Sistema de Transmisión. Esa energía hará uso además de instalaciones de transmisión existentes, al incorporarse a los flujos de energía eléctrica que transitan por el Sistema. En consecuencia, para construir una central se debe considerar también el proyecto de transmisión requerido, y los costos de utilizar las instalaciones de terceros.

A continuación se analizan los distintos aspectos que deben ser considerados en el proyecto de una central y que están asociados a la evacuación de la energía generada, hasta el sistema eléctrico, por medio de instalaciones de transmisión.

Sin perjuicio de que este documento esté orientado a la hidroelectricidad, cabe hacer notar que las disposiciones legales respecto de estas obras son, en general, aplicables a todo tipo de centrales, independientemente de la tecnología, tamaño o combustible que utilicen.

8.1. Caracterización de instalaciones de transmisión

La Ley Eléctrica vigente define el Sistema de Transmisión como el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico y que no están destinadas a prestar el servicio de distribución.

Se identifican además distintos sistemas de transmisión, a saber: “sistema de transmisión nacional”, “sistema de transmisión para polos de desarrollo”, “sistema de transmisión dedicado” y “sistema de transmisión zonal”.¹

- El sistema de transmisión nacional es el que permite la formación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión que permiten el desarrollo de este mercado, y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda ante distintos escenarios de generación, preservando la calidad y seguridad del servicio.
- Los sistemas de transmisión para polos de desarrollo están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión.
- Los sistemas de transmisión dedicados están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, conectadas al sistema eléctrico, que están dispuestas esencialmente para el suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de centrales generadoras al sistema eléctrico.

¹ Las definiciones de cada tipo de instalaciones se encuentran en los artículos 74º, 75º, 76º y 77º de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE).

- Los sistemas de transmisión zonal están constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados a dichos sistema de transmisión.

Las instalaciones de los sistemas de transmisión están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros a través del pago de la remuneración del sistema de transmisión que corresponda.²

8.2. Construcción de instalaciones de transmisión

Una nueva central deberá desarrollar ciertas obras de transmisión que, en general, se ubicarán en la categoría de instalaciones dedicadas. Estas obras se conectarán a instalaciones de uso público existentes (nacionales o zonales), pero también es posible que puedan hacer uso de instalaciones dedicadas existentes, en la medida que exista capacidad técnica de transmisión en dichas instalaciones dedicadas.

El interesado debe seguir los siguientes pasos:

- Definir las características técnicas: capacidad, nivel de tensión, número de circuitos, trazado de la línea, punto de conexión a instalaciones existentes, etc.
- Obtener una Resolución de Calificación Ambiental (RCA) en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, presentando todos los antecedentes y estudios que tal evaluación exige (aplicable a las líneas de transmisión de alto voltaje y sus subestaciones, así como a las centrales generadoras de energía mayores de 3 MW).
- Si el trazado pasa por terrenos de terceros deberá convenir las servidumbres voluntarias correspondientes con los respectivos propietarios; si es necesario imponer servidumbres obligatorias o si utilizan bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas, deben solicitarse las concesiones respectivas a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- Informar el proyecto a la Comisión Nacional de Energía y obtener de ésta la declaración respectiva para poder iniciar su construcción.³
- Informar al propietario de las instalaciones en el punto de conexión y al organismo Coordinador todas las características de las nuevas instalaciones y cumplir las exigencias técnicas para que éste autorice la conexión al Sistema una vez terminadas las obras.

Tanto la obtención de la RCA como de las concesiones e imposición de servidumbres son procesos de conocida complejidad y lenta tramitación. En particular, la obtención de la concesión y todo el proceso asociado a las servidumbres de paso fue objeto de una modificación legal reciente a fin de agilizar la construcción de las líneas de transmisión.⁴

También es motivo de negociación el acuerdo con el propietario de las instalaciones de transmisión existentes en el punto de conexión, materia en la que no se dispone de una normativa específica adecuada.

² Ver artículo 79° LGSE.

³ Ver artículo 72°-17 LGSE.

⁴ Ley N° 20.701 publicada en el D.O. el 14.10.2013.

Finalmente, es necesario considerar además un aspecto que no responde a exigencias legales pero que ha tomado importancia creciente en los últimos años, y que se ha identificado como la oposición de comunidades que se sienten afectadas por la cercanía de una línea de transmisión de alto voltaje. Esta oposición se manifiesta tanto durante la tramitación del estudio de impacto ambiental como en la obtención de servidumbres, y el carácter social de la misma la hace difícil de enfrentar sólo desde el punto de vista técnico-económico, dado que con frecuencia se presentan recursos ante la Justicia Ordinaria para detener los proyectos. El mismo tipo de oposición puede surgir por la ubicación de la central generadora que requiere la línea (ver punto 4.4).

8.3. Costo de transmisión durante la explotación de una central

De acuerdo a las disposiciones normativas vigentes a la fecha de elaboración de este Informe, el propietario de una central en servicio debe considerar los costos a pagar por el uso de instalaciones de transmisión de terceros, tanto por las inyecciones de energía de la central al sistema eléctrico, como por los retiros de energía para abastecer contratos de suministro de energía a clientes, si es que los tiene. Estos pagos se denominan “peajes”, ya sean de inyección o de retiros.

Para efectos de este análisis se considerarán sólo los peajes por inyecciones de la central al sistema, en consideración a que estos son gastos obligatorios, en tanto los pagos por retiros pueden ser recuperados si el contrato de suministro ha contemplado dicho costo.

Los peajes por inyecciones dependen en general del punto de conexión y del valor esperado de la potencia a inyectar:

- Si la potencia a inyectar no supera los 9 MW la central puede conectarse a una línea de distribución existente. Las condiciones especiales para estas mini-centrales definidas como PMGD se detallan más adelante (punto 8.4.3 de este capítulo).
- Si el punto de conexión es una instalación dedicada, el pago a realizar será acordado con el propietario de dicha instalación.
- Si el punto de conexión es una instalación de transmisión zonal, el peaje corresponderá a las instalaciones de esa categoría que utilicen las inyecciones.
- Si la potencia inyectada llega hasta el sistema de transmisión nacional y transita por él (lo que en general sucede sólo en caso de centrales de mayor tamaño) o la central se conecta directamente al sistema de transmisión nacional, entonces debe pagar peajes también por el uso de dichas instalaciones.

Los peajes por uso de instalaciones de los sistemas de transmisión nacional y zonal son fijados por la autoridad periódicamente y se calculan de modo que entre todos los usuarios paguen en 12 meses una anualidad del valor de inversión y los costos anuales de operación, mantenimiento y administración de las instalaciones utilizadas. El organismo Coordinador informará mensualmente los pagos a realizar y calculará las reliquidaciones que correspondan.

La LGSE contempla además una condición especial para los medios de generación que tengan los atributos de energía renovable no convencional (ERNCC) cuyas inyecciones sean inferiores a 20 MW. Estos medios de generación estarán exceptuados del pago total o de una porción de los peajes por el uso que las inyecciones de esos medios de generación hacen de los sistemas de transmisión nacional, de acuerdo a los criterios que fija la propia Ley.

8.4. Acceso a los sistemas de transmisión

En general, los proyectos hidroeléctricos están ubicados a distancias significativas de las redes, por lo que la inversión en transmisión suele ser un ítem de impacto relevante tanto por los costos y plazos involucrados como por lo ya comentado respecto de las dificultades que presenta la oposición de las comunidades a los proyectos, introduciendo incertidumbres tanto en el plazo de la construcción como en el monto de inversión.

Cuando hay un conjunto de proyectos en una misma cuenca o en una misma localidad, apartada de las líneas existentes, es deseable que los propietarios se coordinen para compartir los costos de construcción de la línea de transmisión requerida y aprovechar así las economías de escala, tornándose más competitivos y viables. La reciente modificación legal en materia de transmisión (Ley N° 20.936) ha incorporado el concepto de Polos de Desarrollo para facilitar el aprovechamiento de las economías de escala, lo que sin duda puede ser de gran interés en el caso de proyectos hidroeléctricos.

Teniendo en cuenta lo anterior, cabe señalar además que la posibilidad de acceso a las redes está, entre otros factores, relacionada con la magnitud o tamaño del proyecto.

8.4.1 Proyectos de mayor tamaño

Si bien los proyectos de mayor tamaño – más de 100 MW en este análisis – pueden en la mayoría de los casos soportar el costo de construcción de una línea propia hasta el sistema de transmisión nacional o zonal, ellos enfrentan también otras dificultades. En efecto, el sistema de transmisión nacional presenta actualmente importantes congestiones, originadas por el atraso en la concreción de los proyectos de transmisión nacional, debido, entre otros factores, a los tiempos que han demandado las concesiones eléctricas y las autorizaciones ambientales ante una creciente oposición ciudadana a desarrollos de infraestructura de transmisión, además de las dificultades para imponer las servidumbres de paso y la eventual judicialización de estos trámites.

Es preciso lograr plazos más cortos en la materialización de los proyectos de transmisión, compatibles con los tiempos de ejecución de los proyectos de generación. Además, es conveniente que estos proyectos de transmisión tengan las holguras necesarias para dar mayor seguridad de suministro, aspecto que está considerado en la reciente modificación legal (Ley N° 20.936) ya citada.

8.4.2. Proyectos tamaño medio

En el caso de los proyectos medianos – de 100 a 10 MW en este análisis – el punto de conexión más habitual se ubica en instalaciones de transmisión zonal o bien instalaciones dedicadas, si es que éstas tienen capacidad disponible. En el caso de la transmisión zonal, el propietario no puede negar el acceso por falta de capacidad y debe efectuar las ampliaciones necesarias.⁵ Por otra parte, para hacer uso de la capacidad disponible en sistemas dedicados, el interesado debe solicitar la autorización del Coordinador y entregar una garantía a beneficio del propietario, para caucionar dicho uso en los plazos que determinará el reglamento. A su vez el propietario debe permitir la conexión y las adecuaciones necesarias a quien

⁵ Artículo 79° LGSE.

quien cuente con la autorización del Coordinador; habida cuenta de que los costos de dichas obras serán de cargo del solicitante⁶. En todo caso las disposiciones de la Ley N° 20.936 deberán detallarse en el respectivo reglamento y definir los criterios para la aplicación de estos conceptos de manera de evitar futuros conflictos.

8.4.3. Proyectos de pequeño tamaño

En los proyectos de pequeño tamaño – PMG hasta 9 MW – ocurre que el costo de la línea de conexión a la red puede resultar de alto impacto en la inversión, debido a la imposibilidad de aprovechar economías de escala en cada caso y, cuando existen líneas rurales, éstas no disponen de la capacidad suficiente para evacuar los excedentes de la producción del proyecto.

En el caso particular de los pequeños medios de generación distribuidos (PMGD), ocurre algo similar para conectarse a las líneas de distribución existentes, ya que debido a la falta de capacidad se hace necesario incurrir en inversiones para ampliar la red existente, las que frecuentemente hacen inviable el proyecto.

Cabe destacar que sólo en el caso particular de los PMGD se dispone de normas reglamentarias para el procedimiento de conexión, modificación y desconexión del medio de generación. Esta norma faculta a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para resolver reclamos o controversias entre un PMGD y la empresa propietaria de la línea de distribución a la que se conecte.⁷

8.5. Propuestas en estudios ya realizados

8.5.1. Informe CADE (noviembre 2011)

El Informe CADE contiene recomendaciones relativas al desarrollo de la transmisión, de las cuales se destacan a continuación aquellas que facilitarían el desarrollo de proyectos de generación.

- Desarrollar corredores transversales de inyección conjunta de generadores renovables, con holguras para acomodar futuros entrantes y eventuales subsidios temporales del Estado.⁸
- Incentivar la asociatividad de proyectos ERNC en la construcción de líneas de transmisión compartidas, implementando a través de CORFO un subsidio contingente para que la línea de transmisión se dimensione con holgura suficiente para evacuar la energía del conjunto de los proyectos.
- Estudiar la ampliación de tensión de distribución a 33 o 44 kV de modo de hacer viables una mayor cantidad de proyectos PMGD cercanos a redes de distribución.
- Regular los procedimientos de conexión a red para que estos sean transparentes y expeditos, evitando la negociación y discrecionalidad que se está generando en la actualidad.⁹

⁶ Artículo 80° LGSE.

⁷ Reglamento N° 244 publicado en el Diario Oficial del 17.01.2006

⁸ Punto 4.6.7 del Informe CADE

⁹ Punto 7.3.3.3 del Informe CADE

8.5.2. Informe CPC (octubre 2013)

La Confederación de la Producción y Comercio encargó estudios con el objeto de proponer acciones destinadas a reactivar las inversiones en el Sistema Interconectado Central. El primer informe es de julio 2013 y el segundo informe es de octubre de 2013.

Se destacan a continuación dos propuestas relativas al aporte a comunidades locales, que permiten mejorar la equidad en la distribución de los beneficios y costos asociados al desarrollo y operación de centrales y líneas eléctricas.

- El primero consiste en una modificación del reglamento de patentes municipales, introduciendo un nuevo factor para el pago de las patentes de empresas generadoras y transmisoras de modo de distribuir el monto de las patentes entre las comunas de la casa matriz y las de las instalaciones, en función tanto de los trabajadores como de la potencia o capacidad instalada.
- El segundo es un aporte obligatorio que las empresas eléctricas que conecten instalaciones al SIC o SING deberán pagar a los municipios donde éstas se localicen, con el objeto de financiar proyectos de desarrollo social. El pago no debiera superar el 1% de la inversión y podría distribuirse en un plazo de 10 a 20 años.

8.6. Situación actual

Como se ha citado en párrafos precedentes, recientemente ha entrado en vigencia la Ley N° 20.936 que, entre otros aspectos relativos a la transmisión, ha incorporado el concepto de Polos de Desarrollo que, como su nombre lo indica, debería permitir y facilitar el desarrollo de centrales generadoras, en zonas de alto potencial de producción de energía renovable, que puedan hacer uso conjunto de nuevas instalaciones de transmisión para inyectar la energía generada a los sistemas de transmisión, minimizando el impacto territorial, social y ambiental de su explotación.

También ha entrado recientemente en vigencia la Ley N° 20.928, que establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos, considerando un descuento en los precios de las cuentas de luz en las comunas intensivas en generación eléctrica, subsidiado por aquellas comunas que no lo son. Adicionalmente, se introduce un reconocimiento a aquellas comunas en que se emplacen centrales cuya energía eléctrica generada, en su conjunto, sea mayor al 5% de la energía eléctrica generada por las centrales interconectadas a los sistemas de capacidad instalada superior a 200 megawatts; a estas comunas se aplicará un descuento adicional, que será absorbido por todos los suministros de clientes sometidos a regulación de precios de las comunas no intensivas en generación.

Por otra parte, el método de estampillado como un nuevo sistema de remuneración dentro del segmento de transmisión es uno de los principales cambios que se incluyen en el proyecto de Ley que modifica al sector y que el Gobierno enviará próximamente al Congreso. Este método considera que se paga en función del tamaño de la central generadora o del tamaño del consumo y no de la distancia que se recorre para abastecer ese consumo o para llevar la generación. Con este concepto todos los consumidores pagan lo mismo por la transmisión, independiente de dónde están ubicados mediante un sistema simple con transparencia para el consumidor. Existe la opinión de avanzar en el sistema de estampillado hacia 2030, de forma paulatina para que se minimicen los riesgos de subsidios cruzados y de doble pago que se podría producir en algunos casos.

Es razonable suponer que estas normas, junto con buscar eficiencia y mayor equidad tarifaria, podrían influir positivamente en una mayor aceptación de parte de las comunidades locales de las ampliaciones requeridas tanto en materia de nuevas centrales generadoras como nuevas instalaciones de transmisión.

Se considera además necesario que de esta actualización de la normativa surjan disposiciones reglamentarias que establezcan con claridad todas las condiciones y exigencias aplicables en los casos que un interesado ejerza el derecho de conexión a instalaciones de transmisión sujetas al acceso abierto, dotando a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles de las facultades necesarias para garantizar la efectividad de esa normativa.

Es conveniente tener en cuenta además el importante auge en proyectos de generación ERNC de tipo fotovoltaica y eólica, lo que también tendrá efectos importantes en la operación y los precios del Sistema Interconectado unificado. En particular, la producción de electricidad a partir de fuentes fotovoltaicas, concentrada en las horas con sol, aumentará la conveniencia de contar con centrales de embalse con capacidad de regulación tal que puedan suplir, al menos parcialmente, la ausencia de generación fotovoltaica en las horas sin sol. Al respecto, conviene tener presente que los actuales embalses con capacidad de regulación en la zona centro-sur permitirán solamente un aporte limitado para compensar la declinación nocturna de la generación fotovoltaica, dada la marcada variación estacional de los afluentes, el necesario respeto de los convenios de riego durante la temporada que exige entrega de caudales constantes predefinidos (Lago Laja, embalse Colbún), restricciones de variación de cotas en el embalse por turismo (Rapel) o de variación de caudales aguas abajo.



RESUMEN Y CONCLUSIONES

La hidroelectricidad ha tenido una participación relevante en nuestro planeta, estimándose que hay más de un millón de MW instalados, que representan alrededor de un tercio del potencial explotable. La mayoría de los países con mayor desarrollo económico tienen en utilización gran parte de su potencial técnico y económico explotable y los países emergentes con mayor población impulsan grandes proyectos hidroeléctricos.

Ante la amplia aceptación en el mundo sobre el efecto nocivo de las emisiones de dióxido de carbono, existen diversas acciones internacionales para modificar la matriz energética, entre ellas el reconocimiento del carácter de energía limpia de la hidroelectricidad. A modo de ejemplo, en el Foro Mundial del Agua (WWF) celebrado en Kyoto el 2003, la declaración de los 170 países participantes estableció: "Reconocemos el rol de la hidroelectricidad como una de las fuentes renovables y limpias, y que su potencial debería ser desarrollado de una manera ambientalmente sostenible y socialmente equitativa".

En Chile el aprovechamiento de su potencial hidroeléctrico comenzó a utilizarse a fines del siglo XIX, cuando en 1897 se puso en servicio la central Chivilingo, de 430 KW, para suministrar electricidad a la industria extractiva de carbón en Lota. A continuación, y por un lapso de más de cien años el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico de nuestro país se desarrolló en forma sostenida, en los primeros cuarenta años a cargo del sector privado y luego, hasta fines del siglo XX, a cargo del Estado para realizar un proyecto planificado de electrificación del país, bajo la consigna de usar principalmente los recursos hidroeléctricos más económicos para abastecer con energía barata y no dependiente del suministro de combustibles fósiles que se debían, y aún se deben, traer desde el extranjero. A partir de la privatización de la Empresa Nacional de Electricidad (1987-1989) el desarrollo del sector eléctrico chileno quedó totalmente a cargo del sector privado.

A comienzos del año 2016 el país contaba con una potencia total instalada de 19.776 MW de la cual el 32,8% (6.492,2 MW) corresponde a centrales hidroeléctricas. El 99,4% de esta capacidad hidroeléctrica (6.452 MW) está asociada al SIC y representa un 85% de la demanda máxima horaria que se tuvo en el SIC en el año 2015 (7.577 MW).

La fuerte oposición ambientalista a los proyectos hidroeléctricos mayores, surgida principalmente a partir de las últimas dos décadas del siglo pasado, unida a los largos períodos de sequía que se tuvieron en la zona centro norte de Chile a comienzos de la década de los años noventa de dicho siglo, determinó, por una parte el abandono del desarrollo de proyectos hidroeléctricos mayores incluso con fuertes pérdidas financieras por el costo de los estudios, y por la otra, un fuerte desarrollo de centrales termoeléctricas con la utilización de combustibles fósiles, produciéndose así un aumento significativo de impactos desfavorables al medio ambiente y un cambio notable en la matriz de la producción de electricidad, al reducirse la participación relativa de la hidroelectricidad a menos de la mitad en el curso de los últimos veinte años y verificarse un aumento del precio de la electricidad en todo el país.

Frente a esta situación, el Estado chileno, a través inicialmente de la Comisión Nacional de Energía y posteriormente del Ministerio de Energía, ha venido estableciendo políticas públicas para incentivar la utilización de recursos renovables, incluyendo en ellos los recursos hidroeléctricos utilizados en centrales hidroeléctricas de pasada con capacidad de hasta 20.000 KW (centrales Mini Hidráulicas). Estas políticas han permitido que hacia fines de 2020 estén instalados cerca de 800 MW en centrales Mini Hidráulicas, capacidad poco relevante frente al resto de las opciones, tanto hidroeléctricas, medianas o mayores o a las otras fuentes de energías renovables, particularmente la utilización de las energías solar, fotovoltaica y eólica.

En cambio, la participación de generación de electricidad solar fotovoltaica está teniendo un importante crecimiento, debido a los menores costos de construcción de estas centrales, que pueden aprovechar parte del inmenso potencial que existe en el norte y centro-norte del país, no obstante, su desfavorable ubicación frente a la localización de los grandes consumos, que se sitúan al sur de la Región de Coquimbo.

Es así que en la actualidad, el costo unitario medio de las centrales fotovoltaicas y eólicas, diseñadas con factores de planta razonables para las condiciones solares o de viento donde se están ubicando estas plantas, resultan altamente competitivas frente a las restantes alternativas, incluyendo las plantas hidroeléctricas. Precios medios de la generación eólica y solar que han llegado bajo los 30 US\$/MWh resultan imbatibles en las licitaciones de suministro en el SIC; sin embargo, resulta difícil justificar estos precios en escenarios con mayores responsabilidades y participación en el largo plazo. Es probable que estos precios se acerquen a los del resto del mercado, que se están situando casi al doble de los anteriores (60 US\$/MWh).

En todo caso, es difícil pensar en un crecimiento de la matriz energética de electricidad que al año 2035 tenga un 60% de generación con recursos renovables, sustentado principalmente en proyectos fotovoltaicos y eólicos ya que, por su natural discontinuidad en la generación, deben complementarse con otras opciones de producción que puedan aumentar su generación en las horas de mínima o nula radiación solar o de poco viento. De éstas, la hidroelectricidad es claramente la alternativa más favorable principalmente por usar también un recurso natural renovable, no contaminante, con un alto potencial aún disponible en el país, eficiente en el consumo de energía y con flexibilidad operacional, en la medida que cuenten con la posibilidad de operar con variación horaria y sus costos sean competitivos en el mercado eléctrico, incluyendo los efectos económicos del sistema de transmisión. Estas condiciones se encuentran principalmente en las hoyas hidrográficas del Biobío hasta el Pascua.

Los actuales embalses con capacidad de regulación en la zona centro-sur permitirán un aporte relativamente limitado para compensar la declinación nocturna de la generación fotovoltaica, dada la marcada variación estacional de los afluentes, el necesario respeto de los convenios de riego durante la temporada que exige entrega de caudales constantes predefinidos (Lago Laja, embalse Colbún), y restricciones de variación de cotas de los embalses por turismo. Por lo tanto, para lograr que la hidroelectricidad sea el complemento del aprovechamiento de las otras energías renovables, será necesario desarrollar nuevos proyectos hidroeléctricos.

Para desarrollar los proyectos hidroeléctricos futuros, los inversionistas deben tener en cuenta variadas y complejas consideraciones. Desde el punto de vista del diseño, los proyectos deberán disponer de sistemas de almacenamiento en la cabecera y al final de sus obras hidráulicas de generación de tal manera que se pueda variar horariamente el caudal utilizado sin alterar el régimen natural para no afectar a los cauces naturales ni a los usuarios situados hacia aguas abajo. La ubicación y concepción de las obras de infraestructura, de generación y de transmisión deben minimizar los impactos ambientales más allá de las áreas directamente afectadas por su construcción, pasando a identificar, evitar, mitigar y compensar los impactos producidos por el proyecto, debiendo tomar acciones en forma proactiva como la redefinición de proyectos con cambios de diseño y relocalización de las obras, disminución en los caudales utilizables, aplicación de tecnologías no tradicionales, inclusión de obras subterráneas y subacuáticas, aprovechamiento de obras existentes y compensaciones territoriales, entre otras acciones. En el ámbito social, se deben tener políticas de participación ciudadana y de desarrollo comunitario trabajando en conjunto con las comunidades en la definición de sus necesidades y entender cómo son afectadas por el proyecto, e incorporarlas como parte activa durante todo el proceso.

Por otra parte, las regulaciones legales que afectan el desarrollo de los proyectos, que son múltiples y provenientes de diferentes entidades fiscales, deben adecuarse a las normas y procedimientos formales, operando en forma coordinada, de manera de otorgar certeza jurídica para el normal desarrollo de los proyectos. Son relevantes la invariabilidad del Caudal Ecológico, la definición oportuna de las áreas que deben quedar excluidas del proyecto con el objeto de preservar ecosistemas específicos, la definición clara de los límites de las áreas protegidas, la existencia de un conocimiento validado sobre las condiciones de base de los ecosistemas acuáticos, eliminar la dualidad entre las entidades sectoriales del Estado y el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental para la fijación de requisitos ambientales, tener uniformidad de criterios entre las oficinas regionales, respecto de la información a entregar y la calificación de la evaluación misma y establecer con claridad en el procedimiento, el momento a partir del cual no se aceptarán objeciones o modificaciones al estudio presentado.

No se puede dejar de mencionar que será importante cambiar el discutible criterio actual de otorgar preferencia al desarrollo de las centrales Mini Hidráulicas y evitar la construcción de centrales de embalse, ya que serán estas últimas las que deberán afrontar la tarea de regular la intermitencia, ya sea de la energía solar o de la eólica. En consecuencia, deberán preverse, desde ya, todas las modificaciones de aquellas normas legales que dificulten la construcción de este tipo de centrales, que constituirán una pieza clave en el aprovechamiento de las energías renovables intermitentes con que cuenta el país, entre ellas la posible incerteza jurídica de los derechos de aprovechamiento de las aguas en la hidroelectricidad y el costo de la patente por los derechos durante parte de la etapa de los estudios de las centrales hidroeléctricas.

Resultará fundamental el rol que está tomando el Estado en la definición de políticas de largo plazo sobre el suministro seguro y sustentable de la electricidad. En este sentido, la identificación de cuencas hidrográficas adecuadas para la implantación de desarrollos hidroeléctricos y una modernización de la regulación ambiental serán claves para disponer, en el futuro, de nuevas centrales hidroeléctricas eficientes y flexibles para mantener un sistema robusto y seguro para el suministro de la electricidad en la mayor parte del país.

Finalmente, hay que destacar que en nuestro país aún existe una capacidad especializada de ingeniería nacional, con experiencia en la planificación, evaluación, estudios, diseño, construcción, operación y administración de proyectos hidroeléctricos y sistemas de transmisión de electricidad en alta y mediana tensión, que con la decisión de inversionistas decididos a financiar en forma oportuna los costos previos a la construcción, permiten asegurar que se pueden implementar proyectos hidroeléctricos menores, medianos o mayores, eficientes y competitivos con las restantes alternativas de producción de electricidad.