



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

**PLAN DE NEGOCIOS DE UNA CENTRAL MINI-HIDRO EN LA REGIÓN DE AYSÉN**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TITULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL**

**SVEN MÖLLER SOLIS**

**PROFESOR GUÍA:**  
ERNESTO TIRONI BARRIOS

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:**  
IVAN DIAZ CAMPOS  
ANDRES CABA RUTTE

SANTIAGO DE CHILE  
2018

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL  
TITULO DE:** Ingeniero Civil Industrial  
**POR:** Sven Möller Solis  
**FECHA:** 05/11/2018  
**PROF. GUIA:** Sr. Ernesto Tironi B.

## **PLAN DE NEGOCIOS DE UNA CENTRAL MINI-HIDRO EN LA REGIÓN DE AYSÉN**

El objetivo de esta memoria es evaluar la factibilidad de llevar a cabo una Central Hidroeléctrica sobre alguno de los 3 derechos de aguas con los que cuenta la empresa Antares LTDA en la región de Aysén. Los altos precios de la energía eléctrica en la región de Aysén, la necesidad de disminuir la dependencia de combustibles fósiles y el crecimiento de la demanda energética justifican estudiar la posibilidad de ingresar energías renovables no convencionales al sistema eléctrico.

El reducido tamaño del Sistema Eléctrico de Aysén y su aislación con respecto a otros sistemas eléctricos de Chile no generan condiciones suficientes de competencia, siendo regulado y operado de manera completamente distinta al resto del mercado eléctrico del país. Por esta razón la siguiente memoria incluye un estudio de su regulación y consideraciones legales, para luego realizar una investigación de mercado mediante fuentes secundarias y entrevistas con potenciales clientes libres y actores principales del Sistema Eléctrico. Posteriormente se lleva a cabo un breve plan de marketing y operaciones. Finalmente se calculan los costos e inversiones necesarias para desarrollar el proyecto, junto con un análisis de sensibilidad y su evaluación económica para determinar su vulnerabilidad y rentabilidad.

Los principales resultados de las investigaciones realizadas determinaron que existen pocas empresas capaces de realizar compras de energía de forma libre en la región de Aysén presentando dificultades para distribuirles energía, por lo que el mercado objetivo se mantuvo dentro del segmento de clientes con tarifas reguladas. Por otra parte, el hecho que la rentabilidad dentro del sistema regulado sea un máximo de un 10% genera barreras de entrada no menores al ingreso de nuevos actores al Sistema Eléctrico de Aysén.

Por último, a partir de la evaluación económica del proyecto se obtuvo un VAN negativo de \$-391 millones de pesos usando una tasa de descuento de mercado del 10% y un horizonte de evaluación de 50 años correspondiente a su vida útil. Este resultado se explica producto de la fijación por ley de la máxima rentabilidad que puede tener una central Hidroeléctrica bajo un Sistema Mediano. Sin embargo, al realizar el análisis de sensibilidad en un escenario optimista con una tasa del 8%, el resultado cambia, obteniendo un VAN positivo de \$784 millones de pesos, evidenciando una alta variación frente a cambios en la tasa de descuento del proyecto.

A pesar del escenario optimista, no se recomienda la ejecución del proyecto pues al variar la tasa de descuento sobre un 9.2% el VAN del proyecto se hace negativa, constatando baja tolerancia al riesgo en el proyecto. Además, la complejidad regulatoria y poca experiencia más empresas operando en Sistemas regulados dificulta la posibilidad de encontrar una empresa dispuesta a desarrollar este tipo de proyectos en la zona.

# Índice

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 Descripción de la organización	1
1.2 Sistema Energético Chileno	2
1.2.1 Clientes	3
<b>2. Sistemas medianos</b>	<b>3</b>
El mercado eléctrico	4
Estructura de Sistemas Eléctricos	4
<b>3. Planteamiento del emprendimiento</b>	<b>4</b>
3.1 Justificación	5
3.2 Alternativas de solución	7
3.3 Objetivos	7
Objetivo General	7
Objetivos Específicos	7
3.4 Alcances	8
<b>4. Marco Conceptual</b>	<b>8</b>
<b>5. Metodología</b>	<b>12</b>
<b>6. Modelo de negocios preliminar</b>	<b>14</b>
<b>7. Regulación</b>	<b>15</b>
7.1 Estudio Técnico	15
7.2 Coordinador Eléctrico	18
7.3 Clientes	18
7.4 Formas de Venta	19
<b>8. Análisis de mercado</b>	<b>20</b>
8.1 Descripción y estructura de la Industria energética en Aysén	20
8.2 Análisis de los Competidores	22
8.3 Análisis de Clientes	25
8.4 Análisis de la industria: 5 Fuerzas de Porter [42]	26
8.4.1 Amenaza de entrada de nuevos competidores	26
8.4.2 Poder de negociación de los proveedores	28
8.4.3 Poder de negociación de los clientes	29
8.4.4 Amenaza de ingreso de productos sustitutos	29
8.4.5 Rivalidad entre competidores	30
Resumen análisis de Porter	30
8.5 Factores críticos de éxito	31
8.6 Dimensionamiento y conclusiones de mercado	32
8.7 Modelo de negocios Final	32
Propuesta de valor	33
Relaciones con los clientes	34

Canales de distribución .....	34
Socios clave .....	34
Actividades clave .....	34
Recursos clave .....	34
Fuente de ingresos .....	34
Estructura de costos .....	34
<b>9. Plan de Marketing .....</b>	<b>34</b>
<b>9.1.1 Segmentación y Targeting .....</b>	<b>34</b>
<b>9.1.2 Posicionamiento .....</b>	<b>35</b>
<b>9.2 Marketing Táctico .....</b>	<b>35</b>
<b>9.2.1 Producto .....</b>	<b>35</b>
9.2.2 Precio .....	35
9.2.3 Plaza .....	36
9.2.4 Promoción .....	36
<b>10. Plan de Operaciones.....</b>	<b>36</b>
<b>10.1 Estudios previos e Ingeniería .....</b>	<b>36</b>
Permisos medioambientales .....	36
Características del lugar de emplazamiento .....	37
Análisis del derecho del desarrollador sobre el terreno .....	38
Prospección del recurso hídrico Estudio hidrológico.....	38
Ingeniería de perfil y layout del proyecto .....	38
Visitas técnicas y definición preliminar de obras.....	38
Definición de la potencia del proyecto .....	39
<b>10.2 Construcción y puesta en marcha .....</b>	<b>39</b>
Bocatoma.....	40
Chimenea de Equilibrio .....	40
Canal de Aducción.....	40
Rápido y Cámara de descarga.....	41
Tubería Forzada .....	41
Casa de Máquinas .....	41
Canal de Restitución.....	42
Caminos de Acceso.....	42
Patio Elevador .....	42
Línea de transmisión a Bocatoma.....	42
Equipos Hidromecánicos .....	42
Equipos Electromecánicos.....	42
Costos Ambientales:.....	43
Terrenos.....	43
Intereses Interbancarios.....	43
<b>10.3 Mantenimiento .....</b>	<b>44</b>
<b>10.4 Costos Operacionales .....</b>	<b>44</b>
Costos Variables de Combustible.....	44
Costos Variables No Combustible .....	45
Costos Fijos de operación y mantenimiento (COMA).....	45
<b>11. Plan de Recursos Humanos.....</b>	<b>45</b>
<b>12. Evaluación Financiera .....</b>	<b>45</b>

<b>12.1 Parámetros del flujo de caja .....</b>	<b>45</b>
Inversiones.....	46
Costos .....	46
Ingresos.....	46
Depreciación .....	46
Flujo de Caja puro .....	47
<b>12.2 Evaluación económica .....</b>	<b>49</b>
<b>12.3 Análisis de sensibilidad.....</b>	<b>49</b>
Tasas de descuento .....	50
Simulación escenarios Hidrológicos.....	50
<b>13. Riesgos.....</b>	<b>51</b>
Solvencia financiera .....	51
Riesgo de quedar fuera de la Planificación Tarifaria.....	51
Riesgo de permisos y regulaciones .....	52
<b>14. Conclusiones y recomendaciones.....</b>	<b>52</b>
<b>15. Glosario .....</b>	<b>54</b>
<b>Bibliografía.....</b>	<b>55</b>
<b>16. Anexos .....</b>	<b>60</b>

## 1. Introducción

### 1.1 Descripción de la organización

La empresa Agrícola Antares LTDA está compuesta por 3 socios, los cuales adquirieron varios derechos de agua no consuntivos en el año 2007 en la región de Aysén, con el objetivo de estudiar su potencial hidroeléctrico y eventualmente poder desarrollar los proyectos.

A continuación, en la **Imagen 1** se muestran en amarillo 3 derechos de aguas que fueron especialmente seleccionados por su proximidad a la ciudad de Aysén y a las líneas de transmisión eléctrica para su despacho. Uno de los derechos se encuentra en el Río Arredondo, mientras los otros 2 derechos se encuentran en el Río Viviana.

*Imagen 1. Mapa de los derechos de agua*



Elaboración propia. Imagen de Google Earth Pro.

Además de los derechos, la sociedad Agrícola Antares adquirió una propiedad de 475 hectáreas alrededor del Río Viviana- la cual puede ser vista en la imagen del **Anexo 1**- que incluye gran parte de los terrenos necesarios para desarrollar una de las centrales hidroeléctricas.

A continuación, se detallan algunas de las características de los derechos de aguas en la siguiente **Tabla 1**. El derecho del Río Arredondo está ubicado justo por sobre una central eléctrica de Edelaysén, que en su tiempo fue la primera central hidroeléctrica en entrar en funcionamiento dentro del sistema mediano. Cabe destacar que el proyecto hidroeléctrico del Río Arredondo estuvo considerado dentro del Plan de Expansión óptimo que realizó Edelaysén el año 2010. Posteriormente en el siguiente Plan de Expansión 2014, Edelaysén solo consideró la entrada de centrales Diésel [1, p. 6].

*Tabla 1. Características de los derechos de agua en unidades de metros.*

	<i>Distancia Conexión Red Eléctrica [m]</i>	<i>Caudal [m<sup>3</sup>/s]</i>	<i>Distancia [m] Captación-Restitución</i>	<i>Desnivel</i>	<i>Potencia</i>
<b>Arredondo</b>	<b>1900</b>	<b>4.7</b>	<b>1850</b>	<b>100m</b>	<b>4 MW</b>
<b>Viviana 1</b>	<b>4000</b>	<b>3.9</b>	<b>1432</b>	<b>100m</b>	<b>3.1 MW</b>
<b>Viviana 2</b>	<b>7000</b>	<b>3.9</b>	<b>1653</b>	<b>100m</b>	<b>3.1 MW</b>

Elaboración propia.

El no uso de cada uno de estos derechos genera un cobro anual por concepto de patente que puede encontrar en la siguiente **Tabla 2**, el cual depende de la altura, caudal y distancia entre captación y restitución del agua. Debido a que el cobro por patente es importante, la empresa desea evaluar si existe factibilidad de materializar alguno de estos proyectos o bien simplemente vender o devolver los derechos de agua y no seguir incurriendo en gastos innecesarios.

*Tabla 2. Pago por patentes de los derechos de agua de Antares LTDA.*

<b>DERECHO</b>	<b>NÚMERO IDENTIFICADOR ÚNICO</b>	<b>PAGO PATENTE 2018 \$CLP</b>
<b>VIVIANA 1</b>	7073	\$ 5.506.802
<b>VIVIANA 2</b>	7074	\$ 5.834.339
<b>ARREDONDO</b>	8349	\$ 12.550.032

Elaboración propia a partir de información de la CNE y Tesorería [2].

## 1.2 Sistema Energético Chileno

A continuación, se procederá a realizar una pequeña contextualización de los Sistemas Eléctricos en Chile y explicar ciertos conceptos importantes que serán usados más adelante.

En Chile existen 3 principales sistemas de interconexión eléctrica sin conexión entre ellos; el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA), el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM) y la reciente unión entre Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) [3] ahora llamado Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Mientras que el SIC- SING proveen la mayor parte de la energía en Chile, el SEA y el SEM son mucho más pequeños, participando con solo el 0.72% de la potencia instalada del país. En la siguiente **Tabla 3** se indican las participaciones de cada sistema.

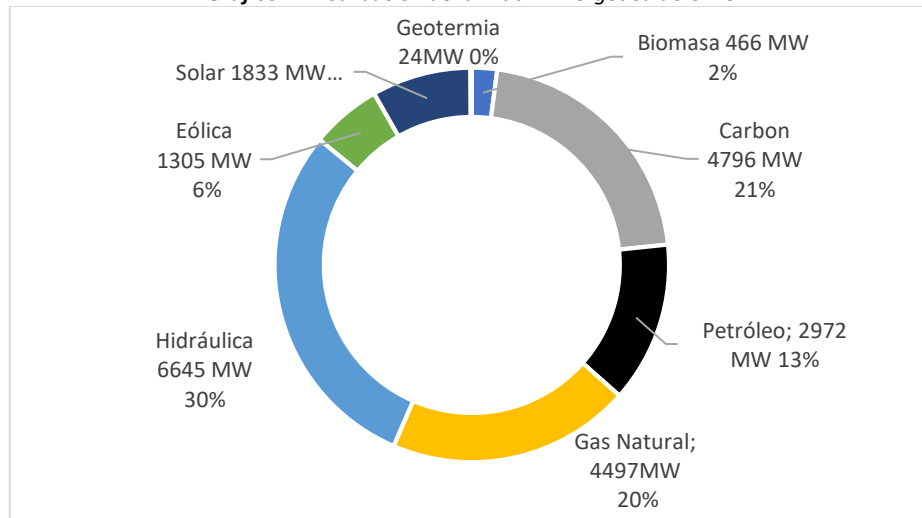
*Tabla 3. Capacidad instalada por Sistema Eléctrico en Chile*

<b>Sistema</b>	<b>Capacidad total instalada</b>	<b>Porcentaje de participación</b>
<b>SIC</b>	<b>17.521 MW</b>	<b>76.26%</b>
<b>SING</b>	<b>5.288 MW</b>	<b>23.01%</b>
<b>SEA</b>	<b>62 MW</b>	<b>0.27%</b>
<b>SEM</b>	<b>104 MW</b>	<b>0.45%</b>

Elaboración propia a partir de datos de Energía Abierta [4].

Por otra parte, el siguiente **Gráfico 1** muestra la distribución de la Matriz Energética de Chile. Predominantemente se encuentran los combustibles fósiles con un 54% de participación, las cuales deberían disminuir a menos de un 30% para el año 2050 según lo convenido en el programa de Energía 2050 [5].

**Gráfico 1. Distribución de la Matriz Energética de Chile**



Elaboración propia a partir de fuentes de la CNE [4].

### 1.2.1 Clientes

Existen dos clasificaciones de clientes eléctricos; **Clientes Regulados** y **Clientes Libres**. Los primeros corresponden a quienes se les fija una tarifa cada 4 años para todos los servicios ofrecidos por la empresa distribuidora y son actualizados mensualmente en el sitio de Edelayés [6]. Luego están los Clientes Libres, quienes pueden fijar y negociar libremente con una empresa generadora los precios de la energía, potencia y los términos del contrato. La clasificación entre estos dos tipos de clientes está regida por el Artículo 147 del DFL 4/20018 [7], la cual indica los casos y excepciones a aplicar. Para efectos de esta tesis se mencionarán 2 casos.

- Cuando la potencia contratada sea superior a 500 kW, el cliente podrá elegir por un periodo de 4 años en qué clasificación estará.
- Cuando se trate de calidades especiales de servicios, dispuestas en el inciso 2 del Artículo 130 del DFL 4/20018.

## 2. Sistemas medianos

El **Sistema Eléctrico de Aysén (SEA)** posee 3 Sistemas Medianos o Subsistemas; Aysén, Palena y General Carrera, lo cuales tampoco cuentan con conexión entre ellos.

Se considera Sistema Mediano a aquel Sistema Eléctrico que cuenta con una capacidad instalada superior a 1.500 kW y menor de 200 MW. Debido al reducido tamaño de estos sistemas y a que usualmente solo existe una única empresa funcionando tanto para generación, transmisión y distribución de energía, es difícil que se cumplan las condiciones de mercado para dar lugar a competencia. Por esta razón los Sistemas Medianos se encuentran regidos bajo la Ley General de Servicios Eléctricos y también bajo el Reglamento de Valorización y Expansión de los Sistemas Medianos, la cual introduce el marco regulatorio para la tarificación y planificación obligatoria de inversiones en estos sistemas medianos. Esta Ley General regula y estructura las tarifas a los clientes regulados, las cuales se calculan cada 4 años (2010/2014, 2014-2018, 2018-2022) mediante un estudio de tarificación encargado a una consultora y posteriormente a partir de una auditoría, la CNE calcula las tarifas para el periodo tarifario.



De esta forma el SEA y SEM funcionan de un modo muy particular, distinto al resto de los Sistemas Eléctricos del país como el SING-SIC, dónde el mercado a través de la oferta y demanda se encarga de fijar los precios.

Particularmente esta tesis profundizará en el Sistema Mediano de Aysén (SMA), pues es dónde se encuentran los derechos de aguas de la empresa Antares LTDA. En el **Anexo 2** se puede ver la red de transmisión de este Subsistema y las zonas que abarca.

### El mercado eléctrico

En el mercado eléctrico se diferencian 2 principales variables, la Potencia y la Energía, siendo medidas y valorizadas de forma independiente; mientras la potencia se mide en Watts (W), la energía se mide en Watts/Hora (Wh).

Para efectos de recaudación para las empresas generadoras, suele haber un pago relacionado con la potencia del generador (W) y otro pago por la cantidad de energía que se entrega el sistema (Wh).

### Estructura de Sistemas Eléctricos

La estructura básica eléctrica se compone de 3 etapas básicas; **generación, transmisión y distribución.**

La parte de generación la constituyen todas las centrales generadoras que transforman energía primaria en energía eléctrica a través de una turbina.

Esta energía producida pasa por una Estación Elevadora la cual aumenta la tensión eléctrica para disminuir las pérdidas de energía siendo transmitida a través del Sistema de Transmisión. Para hacer uso del sistema de Transmisión se paga un peaje que depende de la cantidad de energía transmitida. Este peaje es pagado a la empresa que administra y mantiene los sistemas de transmisión.

Cuando la energía se encuentra cercana a áreas de consumo, se vuelve a pasar por una estación transformadora, pero reductora de tensión. Este punto de retiro eléctrico de transmisión se llama "Barra" y es dónde la energía es entregada a una empresa de Distribución, la cual desarrolla e instala toda la red eléctrica necesaria para poder proveer energía a los consumidores finales, empresas, hogares, etc...

Actualmente la única empresa que opera tanto en generación, transmisión y distribución en el SMA es la empresa Edelaysén, filial de Saesa.

### 3. Planteamiento del emprendimiento

El siguiente Plan de Negocios tiene como objetivo estudiar la factibilidad de un proyecto hidroeléctrico en Aysén, a partir de la elección de uno de los tres derechos de agua con que cuenta Agrícola Antares LTDA. A continuación, se explicará el procedimiento y las razones de elección del derecho de agua a evaluar en esta memoria.

De los 2 derechos de aguas constituidos en el Río Viviana, se descarta evaluar el que se encuentra aguas abajo (Viviana 2), porque no cuenta con fácil accesibilidad, no se conoce el terreno y jamás se ha llegado a los puntos de captación y restitución. Además, los terrenos donde se emplazarían las obras son de privados, por lo que habría que entrar a negociar accesos a las propiedades.

El derecho del Viviana, ubicado aguas arriba (Viviana 1) cuenta con la ventaja que la empresa Antares posee los terrenos donde podrían emplazarse las obras- es más- durante enero del 2018 se realizó una inspección a los posibles puntos de captación y restitución definiéndose los posibles puntos mediante GPS. El acceso requeriría crear al menos 800 metros de caminos, mientras que el punto más cercano a la red de transmisión se encuentra a casi 7 km, debiendo entrar a negociar con los distintos dueños de los predios por los que tendría que pasar la conexión eléctrica entre el punto de generación y transmisión. Otra desventaja es que no se cuenta con aforos históricos del Río Viviana, por lo tanto, no se conoce con certeza su comportamiento hídrico durante el año.

Por otra parte, el derecho en el Río Arredondo se encuentra muy próximo a la ciudad de Aysén y a las redes de transmisión eléctrica, pues se situaría por sobre la Central hidroeléctrica Aysén. Cuenta con información histórica del Río Arredondo de forma pública dentro de los archivos del Estudio Técnico. Por otra parte, este derecho en particular fue incluido dentro del Plan de Expansión Óptimo del SMA en el periodo tarifario 2010-2014, reafirmando su eficiencia y potencial eléctrico. En el siguiente periodo tarifario no fue incluido por no contar con avances en los permisos medioambientales.

La desventaja de este proyecto radica en que los terrenos son de propiedad de Edelayés, por lo que, de no llegar a un posible acuerdo negociable, se tendría que iniciar acciones legales para obligar a la empresa a llegar a un arreglo<sup>1</sup> determinado por el Juez, tal y como lo determina el Artículo 76 del código de Aguas.

Frente a este escenario, se prefirió elegir como proyecto de evaluación el derecho de agua del Río Arredondo, principalmente por haber sido incluido en el Plan de Expansión Óptimo y su facilidad en el acceso a las redes de transmisión.

### 3.1 Justificación

Los precios de la energía en Aysén son bastante elevados comparados con el Sistema Eléctrico Nacional. En el siguiente **Gráfico 2** se puede ver la evolución de precios monómicos desde el 2010 hasta la fecha. Al comprar los precios de octubre del 2017, se obtiene que el precio Monómico<sup>2</sup> del SMA sobrepasa en un 51% al promedio entre el SIC-SING.

Si bien a fines del año 2017 se implementó la Ley N° 20.928 de Equidad Tarifaria - con el objetivo de que ninguna cuenta de la luz Residencial a nivel nacional fuese superior al 10% del promedio nacional- haciendo descender considerablemente los precios a pagar por los clientes finales, los clientes No Residenciales, correspondientes al 53% del consumo de la región según el **Gráfico 3** que se muestra más adelante en la investigación de mercado, no se vieron beneficiados por esta medida. Lo anterior presume la posibilidad de vender energía a precios más competitivos a

---

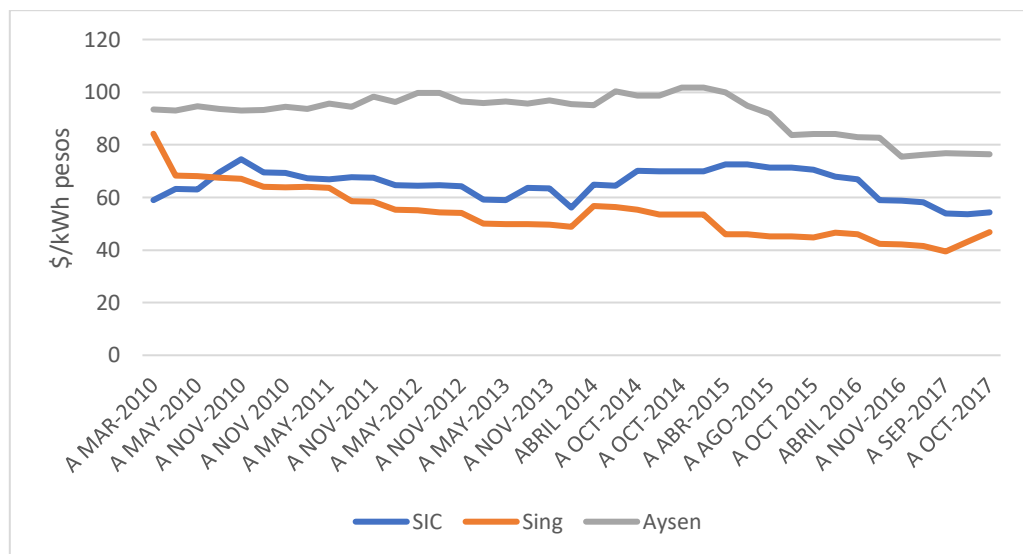
<sup>1</sup> Art. 76 del Código de Aguas.

<sup>2</sup> El precio Monómico incluye el precio energía de un kWh más el pago por potencia.

clientes libres en la región o bien ingresar energía al sistema regulado para disminuir aún más sus precios.

El hecho de que i) el 57% de la matriz energética del Sistema de Aysén se base en el Diesel, como se verá más adelante en el **Gráfico 5**, ii) que en promedio durante los últimos 10 años, el 28% de la generación fue a base de Diesel y iii) que el Plan de Expansión Óptimo presentado por Edelaysén 2014-2018 (ver **Tabla 4** a continuación) considera exclusivamente el ingreso de centrales Diesel en el futuro; ofrece la posibilidad de que un nuevo actor pueda entrar a producir energía a un costo marginal inferior al Diesel mediante energía Hidráulica y además cambie la matriz energética hacia una fuente Renovable no convencional.

**Gráfico 2.** Comparación precios monómicos entre Sistema Aysén, SING, SIC.



Elaboración propia a partir de Datos de la CNE [8].

**Tabla 4.** Plan de expansión óptimo de generación SM Aysén.

Año\Nudo	Tipo/Cap (MW)			
	Monreal	Tehuelche	Chacabuco	Aysén
2013	CHN1, 3,0 MW	CTN1, 1,6 MW / CTN2, 1,6 MW		
2014		CTN3, 1,6 MW		
2015				
2016				
2017		CTN4, 1,6 MW		
2018				
2019			CTN5, 1,6 MW	
2020			CTN6, 1,6 MW	
2021		CTN8, 1,6 MW		CTN7, 1,6 MW
2022		CTN9, 1,6 MW		
2023		CTN10, 1,6 MW		
2024			CTN11, 1,6 MW / CTN12, 1,6 MW	
2025				CTN13, 1,6 MW
2026		CTN14, 1,6 MW / CTN15, 1,6 MW		
2027		CTN16, 1,6 MW		CTN17, 1,6 MW

Fuente: Informe de Edelaysén. Las siglas CT significan Central Termoeléctrica (Diesel) y CH, central hidro. Adicionalmente la ciudad de Coyhaique cuenta con una de las tasas de contaminación atmosférica más elevadas en invierno [9] producto de los sistemas de calefacción a leña. Es más,

según la Organización Mundial de la Salud, Coyhaique esta considerara dentro de las 7 ciudades más contaminadas de América [10, p. 10]. Existe la posibilidad de vender energía más económica- bajo la modalidad de clientes libres bajo Calidades Especiales de Servicio- de forma de poder competir con la Leña reemplazando los sistemas de calefacción a combustión por sistemas eléctricos, pudiendo ayudar considerablemente a uno de los grandes problemas que presenta la ciudad [11] [12].

### 3.2 Alternativas de solución

- i) El precio de la energía del SMA podría disminuir si se incluyeran más fuentes de energía con costos de inversión y operación más económicos como más centrales Hidroeléctricas o generación eólica, esta última ha disminuido considerablemente sus costos de inversión en el último tiempo, pero presenta niveles máximos recomendados para la estabilidad del sistema eléctrico. Por lo tanto, no puede plantearse como una solución a gran escala. Esta razón lleva a pensar que la mejor alternativa es la energía Hidroeléctrica.
- ii) Una segunda alternativa sería subsidiar la electricidad, idea planteada en el Senado en el año 2016 [13] sobre la cual se han mantenido las gestiones en 2018, intentando disminuirla en un 50% a través de Decreto Presidencial [14].
- iii) Para la disminución de la contaminación atmosférica de Coyhaique se han implementado campañas para incentivar y regular el uso de leña seca certificada. Intensificar estas campañas y aumentar la fiscalización. Además de campañas para usar sistemas de calefacción eléctricos.
- iv) Implementación de calefacción distrital. Etapas piloto se iniciaron en 2015 en Coyhaique [15]

### 3.3 Objetivos

#### Objetivo General

Realizar un plan de negocios para una central hidroeléctrica en Puerto Aysén.

#### Objetivos Específicos

1. Identificar mayores clientes y su disposición a comprar a través de la evaluación del mercado energético de Aysén.
- 2.- Identificar y evaluar organizaciones ambientalistas posibles opositoras al proyecto, para desarrollar una estrategia de presentación y mitigación de impactos.
- 3.- Identificar las restricciones de capacidad, distribución y conexión en la red eléctrica de Aysén usando los datos públicos disponibles para determinar limitaciones.
- 4.- Estimar los costos, características y dimensiones de las obras para luego determinar la factibilidad, rentabilidad y análisis de sensibilidad del proyecto.

### 3.4 Alcances

El análisis sólo considerará venta de energía a las comunas de Aysén y Coyhaique, y no en el resto de la región, por restricciones de las líneas de transmisión instaladas actualmente.

No se considerará el análisis de los indexadores de precios porque intentar predecir estos índices se escapa de los límites de análisis y no hay certeza de como variarán en el futuro.

Esta tesis no considerará la búsqueda de fuentes de inversión o financiamiento, sin embargo, si eventualmente se deseara materializar este proyecto se requerirían fuertes inversiones para poder desarrollar el proyecto.

Es importante mencionar que para poder tener un análisis de la central más certero, se necesitarían detallados estudios de Hidrología, suelo e impacto ambiental, los que constituyen en sí mismos temas extensos y caros, por lo que esta tesis se enmarca solo dentro de un análisis preliminar.

No se incluirá dentro del proyecto la venta de Bonos de Carbono, pues la certificación para poder venderlos requiere bastante dinero y tiempo. El tamaño de la Central a evaluar es pequeña y no justifica hacer este tipo de inversiones.

### 4. Marco Conceptual

Según Alcérreca y Robles [16, p. 120] un Plan de Negocios es una herramienta que permite evaluar la factibilidad de implementar una idea de negocio disminuyendo sus riesgos. Por lo que un Plan de negocios va en la línea con lo que se busca con esta memoria.

El Plan de Negocios a realizar será una conjugación entre los modelos descritos por David H. Bangs [17, pp. 13-15] y Brian Finch [18, p. 12]. A continuación, en la **Ilustración 1** se presentan las estructuras recomendadas de cada autor.

*Ilustración 1. Comparación de estructuras para Planes de Negocios*



El plan de negocio consta de las siguientes partes:

a) **Definición del mercado y su regulación:** Define el tamaño y crecimiento de mercado, características del mercado, y estructura del mismo. La regulación y los distintos actores del mercado serán incluidos en esta sección. Según Sapag [19, p. 192] “resulta indispensable el conocimiento de la legislación y de las normas que pueden ser aplicables al proyecto que se desea desarrollar”.

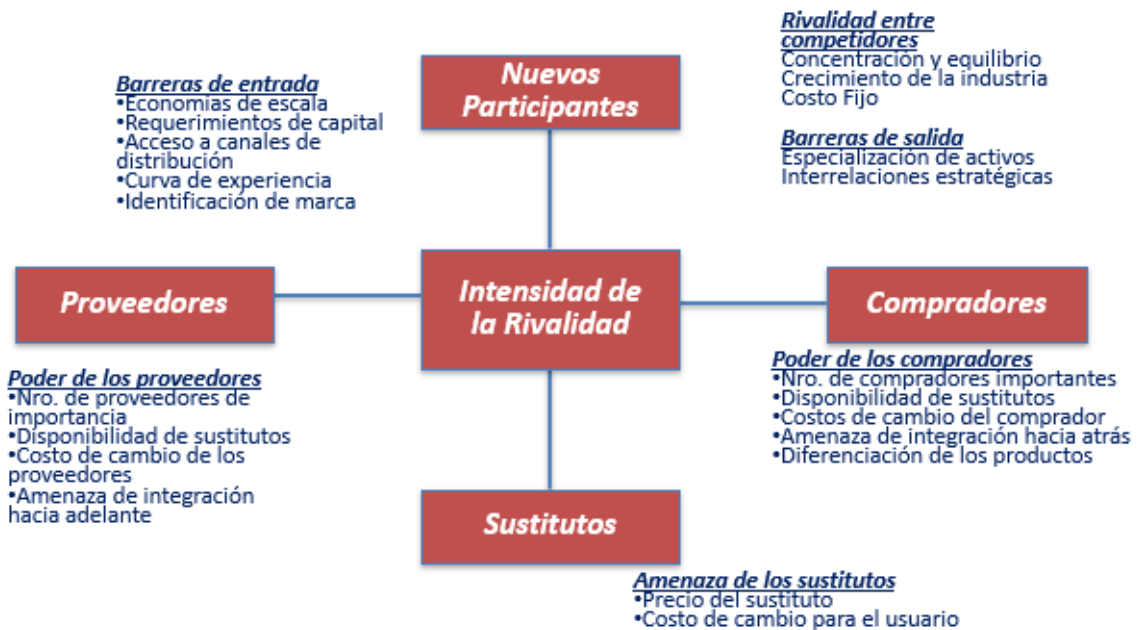
b) **Investigación de mercado:** Según Marcela Benassini [20] define la Investigación de mercado como “La investigación de mercados es la reunión, el registro y el análisis de todos los hechos acerca de los problemas relacionados con las actividades de las personas, las empresas y las instituciones en general. En el caso concreto de las empresas privadas, la investigación de mercados ayuda a la dirección a comprender su ambiente, identificar problemas y oportunidades, además de evaluar y desarrollar alternativas de acción de marketing. En el caso de las organizaciones públicas, la investigación de mercados contribuye a una mejor comprensión del entorno que les permite tomar mejores decisiones de tipo económico, político y social.”

c) **Modelo de Negocio:** Se usará el Business Model Canvas [21] , el cual es una herramienta diseñada para presentar un modelo de negocios en el cual se divide un lienzo en 9 áreas interrelacionadas que cubren los aspectos básicos del negocio. El producto que se ofrece es estandarizado- Energía y Potencia- razón por la cual no se usará el modelo Lean Canvas, el cual usualmente es usado para proyectos con mayor riesgo e incertidumbre.

d) **Análisis Estratégico:**

**Fuerzas de Porter** [22]: Es considerado un modelo holístico que permite analizar cualquier industria en términos de rentabilidad. Permite medir el nivel de intensidad de la competencia y sus efectos en las utilidades. Se desprende que un mercado menos competitivo será más rentable y por lo tanto más atractivo. De esta forma se analizan 5 variables que se muestran a continuación:

Figura 1. Diagrama de las Fuerzas de Porter.



Fuente Apuntes de clase [23]

No se procedió a usar un análisis FODA porque este tiende a analizar lo interno de la empresa, y debido a que aún no está constituida la sociedad que podría construir la central, es preferible centrarse en analizar el mercado externo a través de las fuerzas de Porter.

d) **Plan de Marketing:** Representa el conjunto de actividades para realizar un mejor trabajo para satisfacer al cliente [24], anticipándose de a sus necesidades. Se compone de Marketing Estratégico y Táctico.

**Marketing Estratégico:** “Es la estrategia que define, genera y comunica el valor que satisface al cliente”.

**Marketing Táctico:** En 1960 E. Jerome McCarthy definió el Marketing Mix [25] para describir un conjunto de 4 variables conocidas como Modelo de las 4p, el cual incluye el producto, el precio, la publicidad y la plaza. Su objetivo es conocer la situación de la empresa para poder desarrollar una estrategia de posicionamiento. La estrategia se puede desarrollar por las siguientes variables:

- **Precio:** Se refiere a la estrategia con la cual se le asigna un precio al producto. Deja en claro por qué se le da ese valor.
- **Producto:** Referencia a todos los procesos que engloba al producto.
- **Plaza:** Toma en cuenta los canales que transcurre el producto desde que se fabrica, hasta que lo recibe el cliente.
- **Promoción:** Son los esfuerzos que se deben hacer para dar a conocer el producto y lograr que el cliente capte valor en éste.

d) **Plan de Operaciones:** De la perspectiva de Ollé [26, pp. 45-46] el plan de operaciones consta de la descripción de los condicionantes externos e internos y su evolución, procesos necesarios

para la comercialización del producto, definición de recursos materiales, establecer la infraestructura física adecuada.

f) **Evaluación financiera** [19, pp. 225-235]: **¡Error! Marcador no definido.** La evaluación financiera constituye uno de los elementos más importantes al sintetizar la información disponible y permitiendo tomar decisiones a partir de los resultados. Además, se usó una Guía de desarrollo de Centrales Hidro [27] que utiliza herramientas del flujo de caja para obtener indicadores financieros (TIR, VAN). También se definió la tasa de descuento a utilizar y los análisis de sensibilidad respectivos.

- **Método de evaluación VAN:** Para medir la rentabilidad de un proyecto se calculan todos los flujos futuros descontados al año 0 en que se inicia el proyecto.

$$VAN = \sum_{i=1}^N \frac{R_i - (I_i + O_i + M_i)}{(1 + r)^i} + V_r$$

Donde:

$I_i$  = *Inversión en el año i*

$R_i$  = *Ingrsos en el año i*

$O_i$  = *Costos de Operación en el año i*

$M_i$  = *Costos de Mantención en año i*

$V_r$  = *Valor residual, supuesto que la vida de los equipos sea mayor a la de la inversión*

$r$  = *Tasa anual de descuento*

$N$  = *Número años de vida del proyecto*

Se descartarán los proyectos con VAN negativo, pues en ese caso los ingresos no alcanzan a cubrir la inversión. Entre los positivos, se preferirá el con mayor VAN.

Los resultados son extremadamente sensibles a la tasa de descuento, por lo que se debe elegir con cuidado, la cual variará entre el 5% a un 12%.

- **Método Tasa Interna de Rentabilidad (TIR):** La TIR corresponde a la tasa de descuento  $r$  que hace que el VAN sea igual a 0.
- **Método Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI):** Tiene como finalidad calcular el tiempo que se demora el proyecto en recuperar la inversión.

**Flujo de caja:** “El Flujo de Caja es un instrumento de evaluación económica que permite a un inversionista determinar la conveniencia de realizar o no un proyecto. Su principal indicador es el valor actual neto (VAN), que representa el valor actual de todos los flujos futuros que generará. El VAN depende fuertemente de dos valores: la tasa de descuento del inversionista y el período de evaluación. El primero tiene que ver con la mejor tasa de uso alternativo del capital, y el segundo con el horizonte temporal del proyecto. Un VAN 0, entonces es conveniente realizarlo.”

g) **Conclusiones:** Se comentan las variables críticas de éxito y se concluye en base a lo anterior la pertinencia de llevar a cabo el negocio.



## 5. Metodología

A partir de los modelos de negocio de Finch y Bang, se propuso la siguiente estructura de Plan de Negocios adecuándose al tipo de proyecto a evaluar.

---

Sumario e Introducción

---

Antecedentes generales

---

Esbozo del proyecto

---

Producto, Mercado y Competencia

---

Propuesta

---

Operativa y Gestión

---

Información Financiera

---

Riesgos y Conclusión

---

Apéndices

### **Etapas 1:**

Tal como explicita Bangs, la primera etapa es realizar un esbozo del Modelo de Negocios preliminar considerando la información y conocimientos del mercado que se disponen al inicio de la memoria. Este Modelo de negocios será plasmado en un Business Model Canvas.

El uso del modelo Canvas se justifica debido a que probablemente la particularidad del marco regulatorio en Aysén requiera realizar modificaciones, con el fin de evaluar un proyecto ajustado al contexto de la región, especialmente en relación a los segmentos de clientes y el relacionamiento con éstos.

### **Etapas 2:**

Se realizará una investigación de las principales leyes y regulaciones que determinan el funcionamiento de los Sistemas Medianos para entender cual es el marco legal en el cual se encuentra sujeto este proyecto. En este sentido será necesario estudiar el Decreto Supremo N°23 del año 2015 dónde se explicita la forma de operación y coordinación cuando entra un nuevo actor de generación de energía a un sistema donde previamente sólo existía un único generador.

### Etapa 3:

Se procederá a realizar una investigación de mercado utilizando algunos elementos y pasos recomendados por Marcela Benassini [20].

- 1- **Formulación del problema:** En esta etapa se definirá el problema a resolver, por ejemplo, la falta de información de cómo opera el mercado eléctrico, sus principales actores y datos macro, por lo tanto, la investigación de mercado tendrá que dar como resultado un panorama completo del mercado eléctrico de la región.
- 2- **Búsqueda de fuentes de información:** Se usarán principalmente fuentes de la CNE e informes técnicos de los periodos tarifarios. Dentro de cada periodo tarifario se incluyen archivos con los cálculos y las operaciones realizadas, además, incluyen archivos históricos con datos de demanda y oferta. Energía Abierta será otra plataforma usada para obtener datos relacionados a el tipo de clientes.  
Para el análisis de la competencia se usarán fuentes secundarias de sitios web, como información primaria a partir de emails, llamadas telefónicas, reuniones y entrevistas.
- 3- Los siguientes 2 pasos recomendados por Benassini- **Preparación de los medios de recopilación de datos y Diseño de la muestra**- no serán usados pues corresponden principalmente a métodos relacionados a cuestionarios, los cuales no son aplicados en esta memoria.
- 4- La **Recopilación de la información** y el **Análisis de los datos** recabados se llevarán a cabo usando tablas de Excel y gráficos comparativos para ilustrar los datos obtenidos.

Dentro del mismo análisis de mercado se incorporará un Análisis de las 5 Fuerzas de Porter, para complementar el estudio de mercado con el objetivo de identificar el panorama general del proyecto con respecto a otros posibles competidores. Este análisis, junto con las informaciones precedentes permitirá determinar cuáles son los factores relevantes que debe cumplir el proyecto para lograr el éxito.

### Etapa 4:

Con toda la información de mercado y regulación, se generará un segundo Modelo de Negocios tomando en cuenta las posibles restricciones y oportunidades que presenta el contexto del proyecto.

### Etapa 5:

A partir del Marketing Mix [25] o Modelo de las 4P se definirá el Producto, la Plaza, el Precio y la Promoción del producto a vender basado en el segmento de clientes elegido en el segundo Modelo de Negocios. El precio se determinará a través de las proyecciones de mercado, la oferta, la demanda de energía y las limitaciones legales que eventualmente pueden fijar el precio de la energía en la región.

### **Etapa 6:**

En el plan de operaciones se incluirán parte de los requisitos y procesos para llevar a cabo el inicio de construcción de la central hidroeléctrica. Incluyendo los costos y tiempos asociados a cada tarea, por ejemplo: Estudio de preingeniería, Estudios de Factibilidad e Ingeniería, Estudio de impacto o declaración de impacto ambiental, permisos, etc..

Tanto para el Plan de operaciones como la evaluación financiera se usará un documento realizado por el Centro de Energía y Corfo [28], el cual se titula “Guía de Apoyo para Desarrolladores de Proyectos Mini Hidroeléctricos”.

### **Etapa 7:**

A partir de la energía potencial a producir y el costo de la energía en el tiempo se calcularán los ingresos, tanto de potencia como de energía.

Se estimarán los costos a partir de informes publicados por Edelayés y la “Evaluación Económica de la Matriz Energética de la Región de Aysén, del General Carlos Ibáñez del Campo” [29] realizado por el Ministerio de Energía.









Se determinará el horizonte de evaluación y la tasa de descuento considerando proyectos similares.

Se confeccionará un Flujo de Caja para determinar las principales métricas, VAN, TIR, PRI, financiamiento requerido.

## 6. Modelo de negocios preliminar

A partir de la información preliminar se generó el siguiente Modelo de negocios basado en el Business Model Canvas, el cual se presenta a continuación en la siguiente **Ilustración 2**. El Modelo de negocios pretende vender energía y potencia a Clientes Libres, mientras que la energía y potencia restante no vendida a clientes libres, será vendida al sistema regulado reemplazando la generación Diesel la cual presenta un alto costo medio variable de generación.

Ilustración 2. Modelo de Negocios preliminar.

<p><b>Key Partners</b> </p> <p>Empresa con experiencia en la construcción y administración de Centrales Hidro de Pasada</p>	<p><b>Key Activities</b> </p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Aprobación Declaración de Impacto Ambiental.</li> <li>- Creación Comité Coordinador</li> <li>- Negociación con Clientes Libres</li> </ul>	<p><b>Value Propositions</b> </p> <p>Energía y potencia a precios más económicos que el Sistema regulado, para clientes libres.</p> <p>Energía y potencia a costos más económicos que la generación Diesel para Sistema Regulado</p>	<p><b>Customer Relationships</b> </p> <p>Asistencia personal a Clientes Libres</p> <p>Coordinación directa con Edelaysén en el Sistema regulado mediante el Comité Coordinador.</p>	<p><b>Customer Segments</b> </p> <p>Clientes Regulados</p> <p>Clientes Libres</p>
	<p><b>Key Resources</b> </p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Derecho de agua constituido.</li> <li>- Servidumbres</li> </ul>		<p><b>Channels</b> </p> <p>Distribución de Edelaysén</p> <p>Red de Transmisión de Edelaysén</p>	
<p><b>Cost Structure</b> </p> <p>Costo variable por mantención (aceites, filtros y mano de obra).</p> <p>Costos Fijos: RRHH, Operación, Mantenimiento y Comercialización</p>		<p><b>Revenue Streams</b> </p> <p>Venta de energía y Potencia a Clientes Libres</p> <p>Ventas de energía y Potencia al Sistema Regulado</p>		

Elaboración propia

## 7. Regulación

A continuación, se describirá y explicarán algunos elementos importantes de cómo opera la regulación en los Sistemas Medianos.

### 7.1 Estudio Técnico

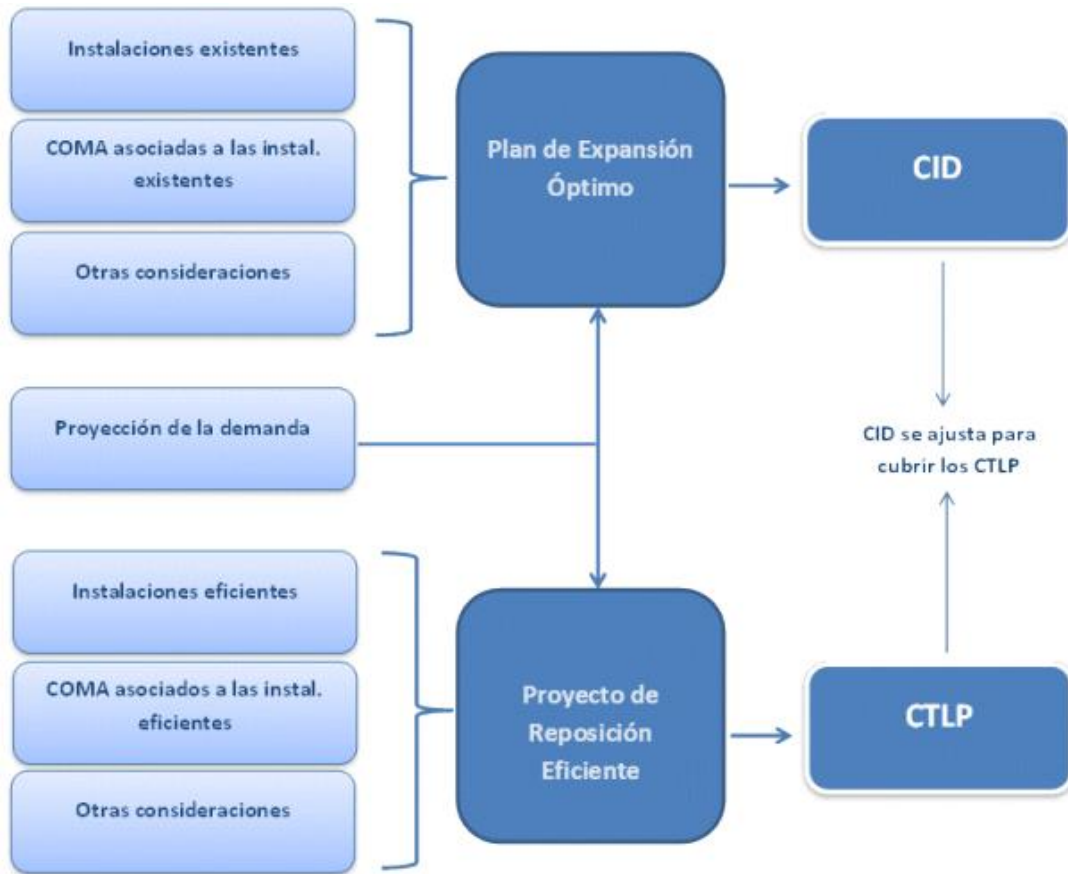
Como se comentó anteriormente, el Sistema Eléctrico de Aysén funciona de manera distinta al SIC-SING pues se trata de un Sistema Mediano.

Cada 4 años la o las empresas de electricidad que operan en los Sistemas Medianos deben contratar una empresa consultora para llevar a cabo un Estudio Técnico de costos y Expansión del sistema eléctrico, el cual contempla los siguientes puntos:

- Plan de Expansión Óptimo en generación y transmisión para un periodo de 15 años.
- Valorización del **Costo Incremental de Desarrollo** (CID) asociado al Plan anterior.
- Determinación del Proyecto de Reposición Eficiente en generación-transmisión a 15 años
- Valorización del **Costo Total de Largo Plazo** (CTLP) asociado al respectivo Proyecto de Reposición Eficiente.
- Propuesta de las correspondientes Fórmulas de Indexación y su forma de aplicación para los costos señalados en los literales b) y d).
- Rangos de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustentan la conveniencia de la implementación de los planes determinados en el literal a).
- La proyección de la demanda de energía y potencia para los próximos 15 años.

El siguiente esquema permite tener una visión más gráfica de cómo se calculan cada uno de los costos mencionados.

Esquema 1. Metodología para determinación de tarifas en SM.



Elaborado por Syntex en Informe Final a la CNE [30].

El CID a nivel de generación y transmisión corresponde al costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un **Plan de Expansión Eficiente** del sistema, cuyo valor actual neto (VAN) debe ser igual a cero, considerando una tasa de descuento del 10% real anual. El problema es que el CID no considera las inversiones que se realizaron anteriormente y que aún deben ser pagadas, sino que sólo considera las inversiones en transmisión y generación a realizar en los siguientes cuatro años y los costos variables totales de estos 4 años para poder mantener la generación y estabilidad del sistema. Como se explica en la metodología del Informe Final de Edelayesen 2015: “El **Plan de Expansión Eficiente** corresponde al plan óptimo de expansión que deben desarrollar las empresas operadoras de los SM, cuyo valor de inversión, y costos adicionales de operación, mantenimiento y administración, en relación al crecimiento de la demanda, permiten determinar el CID. Dicho Plan se determina a partir de las instalaciones existentes del SM en el año base del Estudio, pues debe corresponder al desarrollo eficiente que debe tener la empresa dada su condición **real** inicial”. Es decir, el Plan de Expansión Eficiente se crea a partir de las centrales que actualmente están operando, su condición y limitaciones.

Debido a que el CID suele ser insuficiente para pagar los costos totales del sistema, la legislación permite realizar un ajuste al CID mediante el cálculo del Costo Total de Largo Plazo (CTLP), el cual corresponde a un valor anual constante que permite cubrir los costos de explotación e inversión, dentro de los 4 años que dura el proceso de tarifario, para un **Proyecto de Reposición Eficiente** que minimiza los costos al largo plazo [31].

Para el **Proyecto de Reposición Eficiente**- usado para el cálculo del CTLP- la condición real inicial de la empresa (Edelaysén) es indiferente. En este Proyecto no se incluyen ineficiencias de las instalaciones existentes, haciendo que el Proyecto de Reposición Eficiente se modele con instalaciones diseñadas eficientemente, adaptadas a la demanda, y operando en forma eficiente. A su vez, las inversiones futuras del Proyecto de Reposición Eficiente deben ser consecuentes con las instalaciones iniciales eficientes.

La CNE determina las tarifas finales para clientes regulados teniendo como referencia los datos y conclusiones del estudio, sin embargo, puede objetar ciertos ítems o precios propuestos en el Estudio Técnico. De hecho, la CNE ha llegado a valores bastante distantes de los que proporciona el Estudio Técnico como se puede ver en la siguiente **Tabla 5** al comparar el CID y CTLP para los periodos de tarificación 2010-2014 y 2015-2018.

*Tabla 5. Diferencias de valoración de CID y CTLP entre Estudio Técnico y CNE*

<b>\$/KWH</b>	<b>CID CNE</b>	<b>CID ESTUDIO TÉCNICO</b>	<b>DIFERENCIA</b>
<b>2010-2014</b>	46,43	93,58	-50%
<b>2015-2018</b>	39,37	93,11	-58%

<b>\$/AÑO</b>	<b>CTLP CNE</b>	<b>CTLP ESTUDIO TECNICO</b>	<b>DIFERENCIA</b>
<b>2010-2014</b>	11.774.092.356	13.013.232.872	-10%
<b>2015-2018</b>	11.354.457.128	15.558.138.000	-27%

Fuentes: Archivos de Estudio Técnico en la y tarificación CNE.

Por lo que los valores del Estudio Técnico resultan sobrevalorados con respecto a los costos que utiliza finalmente la CNE, a pesar de que los valores del Estudio Técnico se basan en costos informados por Edelaysén, otros costos son modelados por la consultora.

Finalmente, a partir de estos datos- es decir el CID CNE y el CTLP CNE- la CNE calcula las tarifas para los siguientes 4 años del horizonte de tarificación, generando 2 valores; uno como precio de la energía y otro para el precio de la potencia.

Es importante mencionar que el cálculo de las tarifas incluye indexaciones por distintos ítems, como el Índice Nominal Costo Mano de Obra (IMO), Índice de Precios al Consumidor (IPC), Precio Petróleo Diesel (PPD) y por último un coeficiente que incluye: Tasa arancelaria de importaciones, Precio del Dólar y "Producer Price Index" del Bureaux of Labor Statistics. Todos estos coeficientes tienen como base el año 2008. El análisis y/o proyección a estos índices se encuentra fuera del alcance de esta tesis.

El siguiente Estudio Técnico está actualmente en proceso (*Anexo 6* respuesta de la CNE) y se dará a conocer dentro del año 2018, publicándose en el diario oficial. No hay claridad si habrá una variación importante de precios. Podría haber una variación de precios si es que se incluye alguna de las centrales hidroeléctricas interesadas en incorporarse al SMA que se encuentran explicadas más adelante. Por una parte, podría haber una disminución de precios al incorporar energías más económicas, las cuales podrían reemplazar la generación de Diesel. Por contraparte, estas Centrales Hidroeléctricas tienen un nivel de inversión mayor que las a Diesel, por lo tanto, la

variación final dependerá del **nivel de utilización** y reemplazo de Diesel, y las simulaciones que realice la consultora.

Para efectos de venta de energía a clientes regulados, el precio de la energía no afecta los ingresos de la central generadora a evaluar, a menos que la central entrante la desplazara mediante un costo variable medio más económico. Una variación en el precio de la energía regulada sí tendría consecuencias al momento de negociar los precios de la energía y potencia con los clientes libres, ya que los precios regulados son usados como referencia.

## 7.2 Coordinador Eléctrico

El coordinador eléctrico es una entidad que se encarga de velar la seguridad del servicio eléctrico y la operación más económica del sistema.

Actualmente no existe un coordinador eléctrico en la región debido a la existencia de una única empresa que opera tanto en generación, transmisión y distribución. Sin embargo, la Ley [7] establece que cuando en un Sistema Mediano, opere más de una empresa generadora de distinta propiedad, estas deberán funcionar de manera coordinada, siendo reguladas bajo el reglamento correspondiente, con el nombre de Comité Coordinador.

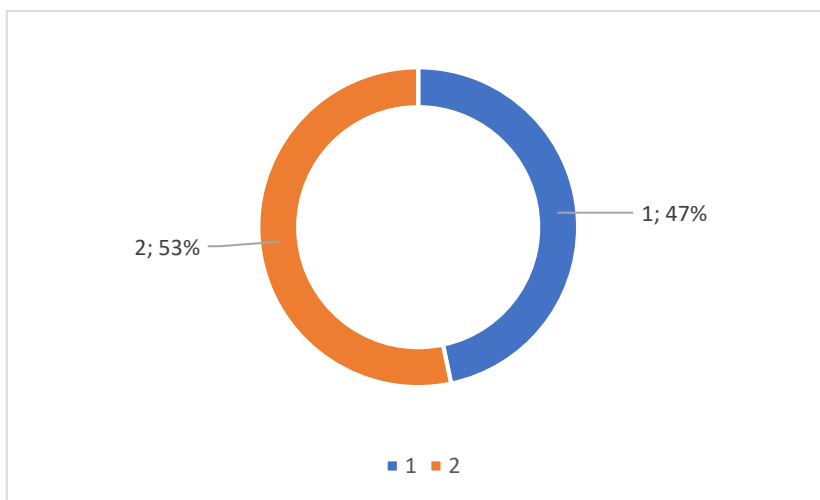
El Comité Coordinador definirá los criterios y políticas de operación, de manera de preservar la seguridad del servicio y garantizar su operación más económica. Estará presidido por la empresa con mayor potencia instalada determinada en el Estudio Técnico y deberá sesionar al menos 2 veces al mes.

## 7.3 Clientes

Actualmente no existen clientes libres en la región de Aysén, pues al haber solo una empresa generadora, no hay condiciones de competencia para que grandes clientes puedan negociar precios.

Existen 2 subclasificaciones de clientes regulados; Clientes Residenciales y Clientes No Residenciales. Se entiende por Cliente Residencial a aquellos pertenecientes a las tarifas BT1a y BT1b para uso domiciliario, mientras que los demás Clientes No Residenciales corresponden a aquellos tarifados con las demás tarifas con condiciones de suministro específicas. El siguiente **Gráfico 3** muestra que, las proporciones son similares.

*Gráfico 3. Consumos energéticos 2016 del Sistema Mediano Aysén.*



Elaboración propia a partir de datos de EnergíaAbierta [32]

Las potenciales empresas que podrían comprar energía como clientes libres se encuentran dentro de la subclasificación de Clientes No Residenciales.

#### 7.4 Formas de Venta

A continuación, se detallarán las 2 formas posibles de venta que existen, tanto para clientes regulados o bien para clientes libres.

##### 7.4.1 Repartición de la recaudación por ventas de energía y potencia, caso clientes regulados.

Para explicar la repartición por ventas de energía en un Sistema Mediano, se usará la información encontrada en el Decreto Supremo 4T del 2015 [33].

En primer lugar, la recaudación total (RT) a repartir entre las empresas generadoras es la suma de la cantidad de energía retirada de cada barra del sistema por el precio de la energía en la respectiva barra, más la potencia máxima registrada ese mes por el Precio de Base de Potencia de Punta. Los precios a usar son los determinados por la CNE cada 4 años (67,285 \$/kWh energía y 6.788,95 \$/kW/mes).

$$RT(\$) = \sum_{i=1}^n PNE_{bi} \left( \frac{\$}{kWh} \right) * E_{bi}(kWh) + \sum_{i=1}^n PNP_{bi} \left( \frac{\$}{kW} \right) * Dda_{bi}(kW)$$

Donde:

$PNE_{bi}$  : Precio de Nudo de Energía vigente en la Barra de Inyección i.

$E_{bi}$  : Volumen de energía inyectada en el mes anterior al cual en el que se efectúa el cálculo (venta) por las empresas generadoras en la Barra de Inyección i

$PNP_{bi}$  : Precio de Nudo de la Potencia vigente en la Barra de Inyección i.

$Dda_{bi}$  : Demanda Máxima en la Barra de Inyección i.

$n$  : Número de Barras de Inyección existentes en el sistema mediano.

En segundo lugar, a  $RT(\$)$  se le resta una mensualización del Costo de Transmisión Anual ( $CT_a$ ) determinado en el Informe Técnico, el cual es pagado a la(s) empresa(s) de Transmisión.

En tercer lugar, se calculan los Ingresos Variables ( $IV$ ) de cada central a partir de los costos variables promedio de cada una de las centrales que inyectó energía en ese mes de facturación, y se le multiplica por la cantidad de energía inyectada dentro del mes. Este ítem permite a cada generadora costear sus costos variables tanto de combustibles ( $CVC$ ) y los costos variables no combustibles ( $CVNC$ ). En el caso de una Centra Hidroeléctrica, el costo variable de combustibles es cero.

$$IV_i = (CVNC_i + CVC_i) * E_i(kWh)$$

De esta forma se restan de  $RT(\$) - CT_a$ , los costos variables promedio de cada empresa generadora.



$$\delta = (RT(\$) - CT_a) - \sum_1^L IV_i$$

Por último, se pueden dar 2 situaciones. (i) si  $\delta$  es positivo, éste es repartido en proporción al Nivel de Inversión y Costos de Administración de cada central con respecto al de todo el Sistema Mediano  $f_i$  considerados en el CTLP. De forma que el Ingreso total de la Central  $I_i$  sería:

$$I_i = IV_i + \delta * f_i$$

(ii) en caso de que luego del proceso anterior quedara un monto negativo, es decir que las empresas generadoras enfrentaran pérdidas, la recaudación total sería repartida entre las empresas en proporción de sus costos variables totales en mismo período. Esto es:

$$I_i = (RT(\$) - CT_a) * \frac{IV_i}{\sum_1^L IV_i}$$

Este segundo escenario podría presentarse en un año de sequía, debiendo proporcionar una mayor proporción de energía a partir de Diesel con un alto costo variable combustible.

#### *7.4.2 Repartición de potencia y energía, caso clientes libres*

En el caso que las ventas de energía y potencia se realicen a un cliente libre, los ingresos de la empresa generadora serían las tarifas negociadas libremente con el cliente. Sin embargo, se debe tener en cuenta que si ha de utilizarse las líneas de transmisión, se deberá realizar un pago por el uso de estas. Como no se explicita claramente en el Reglamento de Operación y Administración de Sistemas Medianos el monto a pagar por el uso de las líneas de transmisión, se consultó a la CNE y a Rolando Miranda, consultor e Ingeniero Eléctrico que trabaja para Scotta.

La pregunta y la respuesta se encuentra en el **Anexo 6**. Básicamente la respuesta de la CNE implica que ante eventuales modificaciones o ampliaciones de las líneas de transmisión actuales, éstos deberán correr por parte de la generadora.

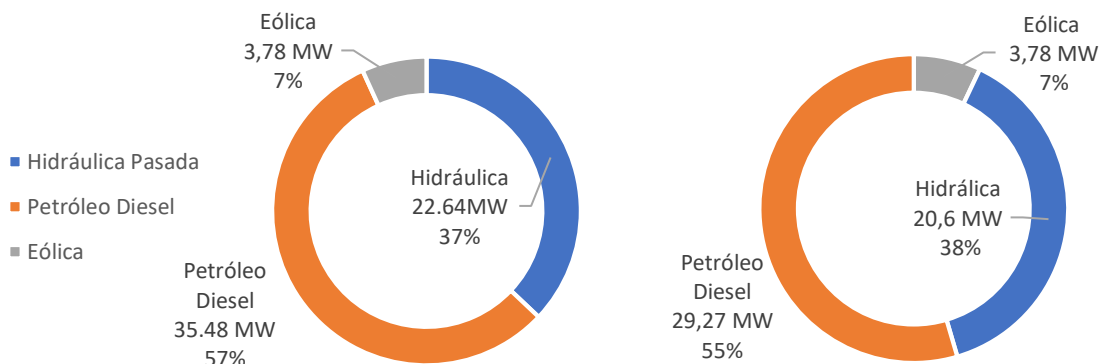
La respuesta por parte de Rolando fue que tendría que pagar el costo que se encuentra desagregado en la tarificación por parte de la CNE, el cual es de \$6.99 pesos el kWh por uso de las redes de transmisión.

## 8. Análisis de mercado

### **8.1 Descripción y estructura de la Industria energética en Aysén**

El Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) cuenta actualmente con 62 MW de potencia instalada hasta la fecha. El siguiente Gráfico 4 muestran la distribución de la matriz energética tanto del SEA y SMA (Sistema Mediano de Aysén), destacando el alto porcentaje potencia instalada a Diésel en el sistema, el cual ofrece estabilidad frente a la salida intempestiva de cualquier unidades generadoras y/o ante prolongadas sequías que merman los caudales de las centrales hidroeléctricas.

**Gráfico 4.** Distribuciones de la potencia instalada del SEA (izq) y SMA (der).

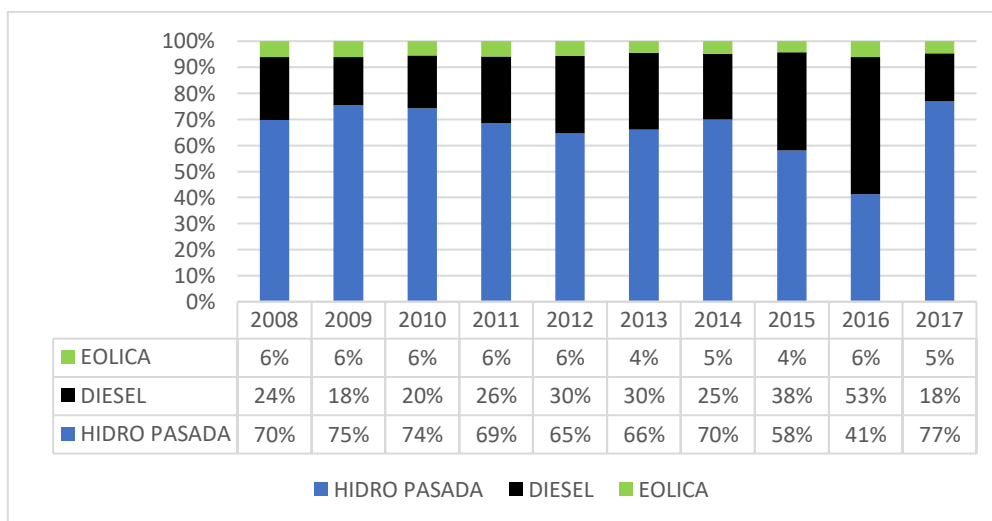


Fuente CNE, Elaboración propia.

El SMA cuenta con 3 centrales hidroeléctricas diseminadas por la región; la Central Aysén de 6,6 MW<sup>3</sup>, Central Lago Atravesado de 11 MW y la última en entrar en operaciones el año 2013, la Central Monreal de 3 MW.

Por otra parte, el **Gráfico 5** muestra cómo se distribuye la generación eléctrica a partir de sus 3 fuentes de generación desde el año 2008 al año 2017, dónde siempre predomina la Hidro de pasada con excepción en el año 2016 debido a una extensa sequía que afectó la región.

**Gráfico 5.** Distribución de generación anual del Sistema Aysén.



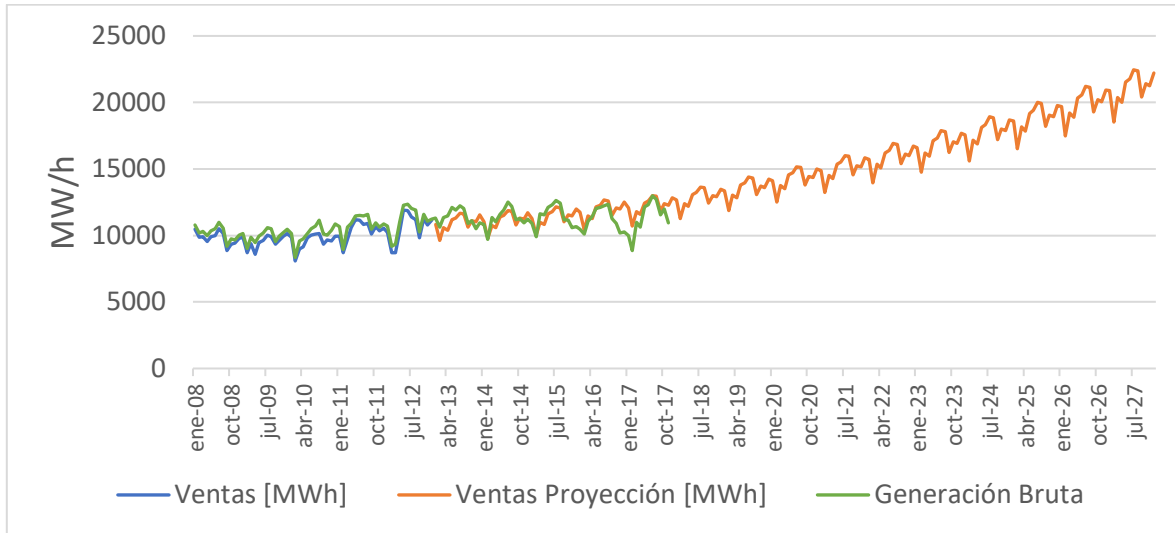
Elaboración propia a partir de datos la CNE [34]

### Demanda

Con respecto a la demanda futura del SMA, si bien se puede ver en el **Gráfico 6** que las estimaciones de proyección de demanda realizadas por la consultora GTD para el estudio técnico están levemente sobre la generación bruta (+0.7% acumulado) entre 2013 y 2017 (59 meses), de todas formas serán utilizadas por ser la mejor aproximación a la demanda futura con la que se cuenta. Debido a que el ajuste a cada estimación de demanda sería de 0,0124%, no se realizará el ajuste.

<sup>3</sup> Si bien cuenta con una central turbina adicional, esta no opera prácticamente nunca.

Gráfico 6. Comparación entre Ventas, Proyección de Ventas de consultora y Generación Bruta hasta el 2017.



Elaboración propia a partir de datos de la CNE y proyección demanda de consultora.

De esta forma se establece que el crecimiento del consumo de energía crecería un 1.7% anualmente, mientras que a partir de las Potencias máximas anuales que se encuentran en la Tabla **Anexo 5**, se puede determinar que el crecimiento promedio de la potencia será de un 4.36% anual.

De esta forma se corrobora la necesidad de implementar más fuentes energéticas en el Sistema Mediano. Si se empezara ahora la construcción de la central, enfrentaría la demanda del año 2021.

La empresa consultora que se ha adjudicado los estudios técnicos de los periodos 2010-2014 y 2014-2018 ha sido GTD consultores. Tanto los resultados de los estudios, como los datos tomados en cuenta, las metodologías de cálculo y las fórmulas usadas se encuentran de forma pública en el sitio Web de la Comisión Nacional de Energía.

## 8.2 Análisis de los Competidores

Actualmente no existe competencia en el mercado eléctrico de Aysén. Edelaysén es la única empresa Generadora, Transmisora y Distribuidora de electricidad.

Sin embargo, hay 8 empresas que se inscribieron en los Registros de Usuarios e Instituciones Interesadas del proceso de tarificación y expansión del Sistema Mediano de Aysén del año 2019-2022, quienes de esta forma obtendrán acceso a antecedentes y resultados previos del estudio, además de poder precisar indicaciones o modificaciones a las bases de licitación.

Tabla 6. Lista de Inscritos e interesados en proceso de Tarificación SM Aysén

Usuario y/o Institución	Representante legal
Novotempo Energía Aysén SpA	<b>Gulliano Onello Droghetti</b>
Innovación Energía SA	<b>Jorge Brahm Barril</b>
Tomás Adrián Hellwig Wendler	
Asesorías e Inversiones Grupo AQM LTDA	<b>Jacqueline Barrios Rojas</b>
PDM Energy SpA	<b>Patricio Galilea Carrillo</b>
Electro Austral Generación SA	<b>Martín Abraham Guiloff</b>
Central Hidroeléctrica Aguas Claras	<b>Pedro Walker Prieto</b>
Central Hidroeléctrica Candelaria SpA	<b>Enrique Vial Claro</b> <b>Pedro Walker Prieto</b>

Fuente: Resolución exenta n° 520 CNE.

La Central a evaluar en esta tesis no fue inscrita en el registro por desconocimiento del proceso en su debido momento. La consecuencia es que no se podrá tener acceso a los resultados de los informes preliminares antes que sean publicados oficialmente.

A partir de conversaciones en persona con Edgardo Avello, Gerente de Planta de Friosur, comentó que existían 2 potenciales proyectos evaluando su ingreso al Sistema Mediano de Aysén, el Parque Eólico Kosten Aike y un proyecto Hidroeléctrico de la familia Walker.

El parque Eólico Kosten Aike es impulsado por la familia Galilea (Felix Alejandro Galilea Carrillo, Patricio Galilea Carrillo) a través de su empresa Punta del Monte Energy (PDM Energy), quienes pretenden instalar un parque eólico en 2 etapas, 15 MW al 2020 y otros 25 MW al año 2028 [35]. La familia sostuvo diversas reuniones con el Seremi de energía Aysén Juan Antonio Bijit en el año 2017 [36], entre ellas, se abarcaron temas como actualizaciones del estado de avance del proyecto. No se encontró más información relacionada a este proyecto.

El segundo proyecto mencionado por Edgardo Avello fue uno perteneciente a la familia Walker, bajo la empresa EnerAysen SpA. El Proyecto Central Candelaria se trata de una central Hidroeléctrica de pasada de 5 MW ubicada en Chacabuco. Se conversó con María Pilat Lyon, encargada de coordinar todas las áreas para el desarrollo del proyecto durante los 2 últimos años. María mencionó que a la fecha de abril del 2018 contaban con Ingeniería Conceptual y un estudio de factibilidad técnico-económica, siendo un proyecto factible hasta ese momento.

EnerAysen SpA además cuenta con otros 2 derechos de agua con gran potencial Hidroeléctrico; Central la Paloma y Central portales. Ambos proyectos se encuentran a 20 y 15 km de distancia correspondientemente de las redes de distribución más cercanas. Mientras que el proyecto de la Central Candelaria se encuentra a 5 km de las redes de distribución [37, p. 42].

En conversaciones telefónicas con VERNALDO DEL RIO, quien trabaja para el Seremi de energía, él comentó haber visto entre sus correos información relativa a avances de una Central Hidroeléctrica en Aysén, particularmente la Central San Victor. Al investigar sobre este proyecto, se descubrió que cuentan con un derecho de aguas solicitud el año 2014 (ND-1101-1454) de alrededor de medio metro cúbico por segundo, desnivel de 440 metros y 3.7 km de aducción. El

año 2016 se hicieron 2 intentos de solicitud de construcción de bocatoma, la primera denegada (VC-1101-14) y la segunda desistida (VC-1101-16). Luego durante el 2017 se ingresó una nueva solicitud de derecho de agua consuntivo (ND-1101-1971), con el objetivo de abastecer de agua potable las instalaciones sanitarias de una pequeña central hidroeléctrica, esta solicitud se encuentra en estado Pendiente por la DGA.

La empresa que cuenta con este proyecto se llama Empresa Eléctrica San Victor SpA, RUT: 76363971-1, esta empresa pertenece a ENERGÍA DE LA PATAGONIA Y AYSÉN S.A. (EPA S.A), la cual a su vez pertenece en un 69.2% a INVERCAP SA [38]. A su vez EPA SA es dueña de la Central Hidráulica Cuchildeo SpA, de 0.8MW de potencia que opera en el Sistema Aislado de Hornopirén [39]. Lo cual indica que ya tienen experiencia y están familiarizados con la operación en Sistemas Medianos. En agosto del 2015, se reunieron con el Seremi de energía para dar a conocer su proyecto [40]. Eventualmente de concretar el proyecto tendrían que construir 9.4 Km de líneas de transmisión para poder acceder a las líneas de transmisión de Edelaysén.

Lo anterior confirma de alguna forma no solo el interés de otras empresas en desarrollar proyectos hidroeléctricos en la zona, sino que además su eventual factibilidad al intentar iniciar obras.

En tercer lugar, se evalúa a Edelaysén como competidor. Edelaysén es parte del Grupo Saesa, sociedad que comprende a las empresas Luz Osorno, Sagesa, Frontel y otras más. EL grupo tiene participaciones equitativas de 2 empresas Canadienses, el fondo canadiense Ontario Teachers Pensión Plan Board (“OT-PPB”) y Alberta Investment Management Corp (“AIMCo”) quienes controlan las empresas del Grupo Saesa. Al ser fondos de pensiones quienes son dueños del Grupo Saesa, los proyectos en que se involucran suelen tener bajo riesgo y una rentabilidad a largo plazo.

Se realizó una reunión con la Gerencia de Generación de Saesa ( Anexo 9) con Javier Antonio Peña, Sebastián Cabezas y Kandinsky Dintrans con el objetivo de conocer la posición de Edelaysén frente a la entrada de nuevos actores al sistema entre otras cosas. De la reunión se concluyó que para Edelaysén no existe ninguna ventaja ante la entrada de un segundo actor en la región, solo complejiza sus operaciones, por lo que ellos quisieran seguir siendo los únicos actores de ser posible. En cuanto a qué pasaría si sus centrales Termoeléctricas fueran desplazadas por esta nueva Central Hidroeléctrica, respondieron que no tendrían problemas con trasladarla a otro lugar de Chile para seguir operando.

Por último, se realizó una búsqueda de las Declaraciones de Impacto ambiental y Estudios de Impacto ambiental en la zona entre el 2008 y 2018, encontrándose 13, las cuales están presentadas en el **Anexo 4**. Todos los proyectos de Declaraciones de Impacto ambiental aprobadas ya se encuentran en funcionamiento en la zona, mientras que las demás se encuentran rechazadas. La única que está pendiente es la Central del Río Avilés, pero no se considera competidor pues no se encuentra dentro del Sistema Mediano de Aysén. Esto indica que no hay en tramitación ningún proceso de Impacto ambiental relacionado a energía eléctrica dentro del SMA.

### 8.3 Análisis de Clientes

Existen 2 posibilidades de venta de energía, (i) Sistema regulado para que Edelaysén distribuya a clientes residenciales a precios regulados y (ii) contratos libres con empresas de alto consumo.

Las empresas con más consumo energético, por el tipo de procesos que se llevan a cabo en la Comuna de Aysén y Coyhaique son las mineras y las empresas Salmoneras.

En Aysén operan solo 2 mineras: la empresa Nystar Toqui ubicada en Alto Mañiguales, la cual explota plomo, zinc y oro; y la empresa Cerro Bayo Ltda, ubicada en el Lago General Carrera, explotando oro y plata [41]. Lamentablemente, estas empresas están emplazadas en ubicaciones muy distantes a los derechos de aprovechamiento de aguas que cuenta la empresa Antares LTDA, por lo que no fueron considerados dentro del análisis, pues las pérdidas de transmisión serían importantes y porque los sistemas de transmisión hacia esos lugares son monofásicos, lo que implica que para poder distribuir energía a estos sitios habría que cambiar la red a una trifásica por varias decenas de kilómetros. No se cuenta con una estimación del costo de este cambio, pero no se evaluará porque excede el alcance de esta tesis y por otra parte, las actuales redes son de propiedad de Edelaysén, por lo tanto tendría que entrar a realizarse una compleja negociación para actualizar las redes existentes.

En cuanto a empresas Salmoneras, a 14 km de Puerto Aysén se ubica el pueblo de Puerto Chacabuco, dónde operan tanto la empresa Marine Harvest como FrioSur. Si bien se han realizado múltiples intentos de contactar a Marine Harvest a través de Muricio Álvarez Gerente de Planta, hasta la fecha no ha sido posible obtener información de sus consumos y potencia contratada. Mientras tanto, FrioSur a través de Edgardo Avello, Gerente de Planta, ha demostrado interés por la realización de estos proyectos, proveyendo información de los consumos de la empresa. El Gerente de Sustentabilidad y Relaciones con la Comunidad de la misma empresa, Carlos Alfredo Díaz, informó que tienen 1.1 MW de potencia contratada y consumos de alrededor de 320.000 kWh mensuales (13% de lo que generaría la Central Arredondo), con una trifa AT4.2, equivalente a un precio de \$60.48+IVA el kWh y un cargo por potencia de cerca de \$5.6 millones de pesos mensuales el MW. Cabe destacar que, según Carlos, el precio de la energía en invierno sube considerablemente, esto es producto que en los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre en el período del día comprendido entre las 17:00 y las 22:00 horas se incluye un cargo por potencia de punta de alrededor de 9.1 millones de pesos mensuales el MW.

Se propuso a Friosur ( Anexo 10) venta de energía a \$55kWh, es decir un 9% más económico de lo que lo hace actualmente, manteniendo su contrato de potencia con Edelaysén. De esta forma cuando la Central Arredondo entrase en mantenimiento, la planta Friosur podría seguir operando sin problemas con subministro de Edelaysén, ahorrando alrededor de \$21 millones de pesos anuales. Su respuesta fue que conceptualmente estarían dispuestos a comprar esa energía, pero que un 9% en reducción de costos no era muy atractivo.

Se intentó contactar a la municipalidad de Aysén para conocer sus consumos eléctricos a través de Juan Antonio Morales, Ingeniero ambiental encargado de ver la parte de energía en la municipalidad. Lamentablemente no se obtuvo respuesta hasta la fecha por parte de él.

## 8.4 Análisis de la industria: 5 Fuerzas de Porter [42]

A partir del análisis de las fuerzas competitivas es posible identificar los aspectos claves para el éxito del proyecto y la elaboración de una estrategia para abordar y comprender mejor la competencia dentro de una industria.

### 8.4.1 Amenaza de entrada de nuevos competidores

#### *Economías de escala*

Tanto para las Centrales Hidroeléctricas como para las eólicas, solares y termoeléctricas, existen economías de escala que hacen que los costos unitarios de inversión disminuyan a medida que aumenta el tamaño, pero por el reducido tamaño del SMA, un proyecto de generación eléctrica muy extenso podría crear problemas de inestabilidad ante una salda intempestiva de una unidad. Existen estándares recomendables del tamaño máximo de un generador, en relación con el tamaño total del parque generador, que de hecho la Central Lago Atravesado supera con sus 2 generadores de 5,5 MW cada uno [43, p. 47]. Por lo tanto, no pueden entrar competidores con parques de generación muy extensos, de lo contrario generarían inestabilidad. Bajo este escenario Edelayésn tiene ventaja por su tamaño y sus economías de escala.

#### *Requisitos de capital*

La inversión necesaria para llevar a cabo un proyecto eléctrico es alta y con retornos al largo plazo. Por estas razones, los requisitos de capital son considerados una barrera de entrada alta. Para todas las tecnologías mencionadas recientemente solo la termoeléctrica requieren inversiones bajo el millón de dólares por MW, mientras que las demás parten en los 1.5 MM USD por MW [44, p. 10].

Además, los precios de energía y de potencia **regulados** son calculados con un horizonte de evaluación de 15 años y una tasa de descuento real del 10% de forma de obtener un valor neto actualizado igual a 0. Lo anterior corresponde a una barrera de entrada alta, pues delimita una cota máxima de rentabilidad al realizar ventas de energía al sistema regulado, debiéndose encontrar inversionistas dispuestos a tener un retorno máximo del 10% anual.

#### *Acceso a potenciales recursos energéticos*

Si bien los derechos de aguas son bienes adjudicables finitos, aún existen derechos con potencial de generación eléctrico que no han sido adjudicados; aunque los mejores emplazamientos ya están solicitados<sup>4</sup>. Por otra parte, tecnologías como la eólica pueden ser emplazados en muchas ubicaciones, así como también las centrales Termoeléctricas. Por lo que esta variable se considera una barrera de entrada media.

---

<sup>4</sup> Mencionado por Luis Alberto Möller, socio de Antares LTDA. Quien realizó la búsqueda de los derechos de aguas a solicitar.

### Acceso a canales de distribución

El reglamento de operación y administración para sistemas medianos permite que un generador pueda despachar la energía producida para clientes regulados por orden de costos variable. Además, si el proyecto es incluido del Estudio tarifario realizado cada 4 años, tendrá acceso a una proporción de los excedentes entre lo pagado por los clientes regulados y lo pagado por transmisión y costo variable medio, tal como se indica en el punto 7.4.1 de repartición de los ingresos a clientes regulados. En caso contrario, si el proyecto no es incluido dentro del Estudio Tarifario, solo podrá recibir ingresos por venta de energía a costo variable medio, pero no podrá recibir ingresos por los excedentes.

Por otra parte, si se deseara usar las redes de transmisión para ventas de energía a clientes libres, no solo habría que pagar por la utilización de las líneas de transmisión, sino que además por las modificaciones a las capacidades de la subestación elevadora y reductora. Además de tener que desarrollar redes de distribución propias para llegar al cliente libre luego de la estación reductora. En la reunión con Saesa ( Anexo 9) se les consultó la ubicación dónde terminaban las líneas de transmisión de Chacabuco y estos respondieron que terminaban donde están ubicadas sus centrales Termoeléctricas en Chacabuco. Esto representa un gran problema para proveer de energía a clientes libres en Chacabuco pues tendrían que instalarse alrededor de 6 km adicionales de líneas para poder llegar exclusivamente a el/los cliente(s) libre(s). Asociado a estas líneas de adicionales se encuentra el riesgo que en el futuro se detenga el contrato de venta libre en Chacabuco, quedando sin uso.

Dentro de la misma reunión con Saesa, comentaron que la línea Aysén-Bahuales (Tabla 7) presentaba inestabilidad, a pesar de contar con una capacidad de 4 MW de transmisión. Por esta razón intentaban no utilizarla dentro de lo posible. Esto implica que una central ubicada en Aysén no tendrá mucho impacto frente a un aumento de la demanda energética de Coyhaique, pues para no usar esta línea de transmisión, Edelayés prefiere generar con Diesel en Coyhaique.

Tabla 7. Características de los Conductores del sistema de transmisión del sistema mediano Aysén.

Nombre alimentador	Tensión [kV]	Longitud [km]	Límite Térmico [A]	Límite por caída de tensión [A]	Límite mínimo [A]	Capacidad [MW]
Alimentador Alto	23	5	170	701	170	6,10
Atravesado - Tehuelche 1	23	21	164	283	164	5,88
Atravesado - Tehuelche 2	23	21	164	283	164	5,88
Baguales - Alto Baguales	33	2,4	230	2847	230	11,83
Divisadero - Alto Baguales	23	8,5	161	562	161	5,77
Tehuelche - Divisadero 1	23	5,3	357	1260	357	12,80
Tehuelche - Divisadero 2	23	5,3	357	1260	357	12,80
<b>Subtotal Comuna Coyhaique</b>						<b>61,06</b>
Arranque Mañihuales	33	41,4	130	67	67	3,45
Arranque Ñirehuao	33	27,7	130	100	100	5,14
Aysén - Baguales	33	55,9	230	123	123	6,33
Aysén - Pto Chacabuco (tramo 1)	33	5	308	1707	308	15,84
Aysén - Pto Chacabuco (tramo 2)	33	4	308	2134	308	15,84
Aysén - Pto Chacabuco (tramo 3)	33	4,2	308	2050	308	15,84
Baguales - Arr. Mañihuales	33	23,1	130	120	120	6,17

Elaboración: Ministerio de Energía, Fuente: SAESA



Dentro del mismo documento se indica que Edelayés ha pensado, aun solo como idea, desarrollar nuevas redes en caso de que se decidiera optar por un sistema de calefacción en base a energía eléctrica con tarifa diferenciada. Si bien la demanda sería de alrededor de 20 MW adicionales, en esta memoria no se evaluará esta alternativa por un tema de alcances y tiempo. Por otra parte, al consultar sobre este tema en la reunión con Saesa (Anexo 9) se explicó que aún estaba en etapa idea sin ningún tipo de concreción.

#### *Permisos y oposiciones*

Existen trámites de permisos ambientales a realizar cuando las centrales superan los 3MW, debiendo presentar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), de lo contrario solo se debe presentar una Declaración de Impacto Ambiental (DIA).

Es conocida la fuerte oposición en la región y a lo largo de Chile a la instalación de represas Hidroeléctricas en Aysén, la cual en el pasado provocó la cancelación de los proyectos tanto de Endesa (HidroAysén) como los de Energía Austral (Central Cuervo). Por esta razón se considera como una barrea de entrada media-alta para aquellos proyectos que no cumplan con estándares de cuidado del medio ambiente y que puedan provocar daños ambientales irreparables. Más adelante se detallarán los resultados de conversaciones con la Organización Aysén Reserva de Vida, quienes conforman la organización más importante en relación a mantener y proteger la región de alteraciones que impacten negativamente el medio ambiente, la diversidad y los sistemas ecológicos por los cuales se destaca la región.

Lo positivo de la ubicación del proyecto hidroeléctrico es que está ubicada en una zona donde no existe gente viviendo, ni tampoco existe un valor paisajístico de esa zona. Por lo que cualquier eventual impacto queda a trasmano y oculto a cualquier individuo.

Un factor relevante es el hecho que el agua potable que usa la ciudad de Puerto Aysén proviene del Río Arredondo. En este sentido se tendría que tener extremo cuidado con cualquier contaminación que pudiese sufrir el Río en la construcción de la Central.

#### *8.4.2 Poder de negociación de los proveedores*

Para este proyecto podemos agrupar a los proveedores en 2 grandes tipos; proveedores de insumos necesarios para la construcción de la central y proveedores financieros.

#### *Proveedores de insumos*

En Chile existe una Asociación de Pequeñas y Medianas Centrales hidroeléctricas (APEMEC) la agrupa a gran parte de las centrales pequeñas y medianas, desde 1MW hasta 60 MW. La APEMEC realiza anualmente ferias dónde se concentran sus socios, distribuidores y empresas asociadas al rubro, tanto nacionales como internacionales, contabilizando más de 50 en 2017. Los proveedores son muy variados por lo que no cuentan con gran poder de negociación, pudiendo ser reemplazados por otra empresa proveedora. En este sentido se determina que la intensidad de su fuerza es baja porque no solo se deben considerar las empresas que operan a nivel nacional, sino que existen múltiples empresas extranjeras que proveen insumos de diversa calidad.

### *Inversión financiera*

Debido a que la empresa Antares LTDA no cuenta con los recursos financieros suficientes para poder llevar a cabo la inversión requerida para un proyecto de esta escala, se requerirá de una empresa con capacidad financiera que pueda aportar los recursos necesarios. Este tipo de empresa financiera puede tener una capacidad de negociación importante pues el financiamiento usualmente constituye una gran dificultad, especialmente para una empresa que pretende realizar su primer proyecto hidroeléctrico sin conocimientos o experiencias previas en el rubro.

#### 8.4.3 Poder de negociación de los clientes

La energía eléctrica es un producto estandarizado y solo presenta diferenciación en relación a la seguridad del suministro, es decir, prácticamente cualquier empresa generadora cumple los requisitos para despachar al sistema regulado, pero no es fácil que cualquier empresa quede dentro del Estudio de Tarificación.

En segundo lugar, existen pocos potenciales clientes libres de energía, quienes además, representarían un gran volumen de compra en relación al tamaño de las centrales hidroeléctricas que están en evaluación en la región. Por último, si bien los costos de cambiarse de proveedor son bajos para estas empresas, sólo lo pueden realizar cada 4 años.

Las condiciones anteriores hacen notar un alto poder de negociación medio-alto por parte de los clientes libres.

En el caso de los clientes regulados, su poder de negociación es nulo, debido a que los precios son regulados mediante el Estudio tarifario cada 4 años.

#### 8.4.4 Amenaza de ingreso de productos sustitutos

A continuación, se detallan algunas fuentes que podrían disminuir el consumo eléctrico en la región, sin embargo, se consideran como un nivel de riesgo bajo pues en general, a excepción de la eficiencia energética, las políticas públicas van orientadas a desincentivar su uso<sup>5</sup>.

### *Eficiencia energética*

Una fuerte campaña de eficiencia energética, cubriendo aspectos de aislamiento térmico podrían moderar el crecimiento de la demanda eléctrica.

### *Leña y pellets*

Se han realizado grandes esfuerzos en la región, por parte de las autoridades, para la regularización y control de calidad de la leña con el objetivo de disminuir la contaminación ambiental que esta produce<sup>6</sup>. El consecuente aumento de certificación de la leña genera un

---

<sup>5</sup> Conversaciones con Rolando Miranda, consultor e Ingeniero Eléctrico que trabaja para Scotta

<sup>6</sup> <http://www.diarioaysen.cl/sitio/2018/06/15/contaminacion-ambiental-en-coyhaique-un-asesino-silencioso/>

aumento en su costo, mientras que la energía eléctrica tiende a ir disminuyendo su precio. En cuanto a los pellets, estos mantienen siempre un mayor costo que la leña. Por estas razones se estima que estos elementos sustitutos no son una gran amenaza.

### *Combustibles Fósiles*

No se ve plausible al corto plazo la posibilidad de ingreso de combustibles fósiles a precios competitivos que sustituyan la electricidad, pues el Diesel a pesar del descenso de precios se mantiene como una alternativa cara para producir electricidad.

No existe un terminal de gas Natural en Puerto Chacabuco y su creación fue descartada en 2017 [9] mientras que el gobierno informó de envíos de Gas Licuado a Aysén con el objetivo de reducir las tarifas de este producto hasta un 10% [45].

### *Paneles solares*

Si bien a través de subsidios, el gobierno ha promovido la instalación de paneles solares para zonas aisladas; no se encontraron proyecto de parques solares para la región de Aysén.

A partir de los resultados anteriores se concluye que la amenaza de productos sustitutos es baja.

#### 8.4.5 Rivalidad entre competidores

Actualmente sólo Edelaysén sería considerada competidora en este mercado. A partir de una entrevista telefónica con un Ingeniero Civil Eléctrico que trabajó para Edelaysén como consultor, comentó que la empresa Edelaysén presenta un comportamiento reactivo frente a eventualidades lo cual daría a entender un nivel de competencia bajo, entendiendo además que la empresa es parte de Saesa, empresa cuyo core a nivel nacional es la distribución y no precisamente la generación.

Si bien hay algunas empresas evaluando su entrada al mercado eléctrico del Sistema Mediano de Aysén, éstas son pocas, principalmente pues la regulación del sistema limita la rentabilidad. A partir de la reunión con Saesa (Anexo 9) se puede inferir a partir de sus respuestas que el nivel de rivalidad es bajo.

#### Resumen análisis de Porter

A continuación, en la Tabla 8 se resumen el Análisis de las fuerzas de Porter. La **amenaza de nuevos competidores es Media-Baja** debido a que la inversión necesaria es alta y la rentabilidad máxima está definida por ley a un 10% real anual. Las líneas de transmisión Coyhaique-Aysén presentan inestabilidad y se evita usarlas. Por último, el tema medioambiental es sensible en la región, por lo que cualquier proyecto que se presente debe cuidar de estar en línea con las políticas de Aysén Reserva de Vida como se verá en el siguiente capítulo. **El poder de negociación con los proveedores se considera bajo** pues existe gran variedad de estos, tanto a nivel nacional como internacional. **El poder de negociación de los Clientes Libres se considera Alto** pues hay pocas empresas con capacidad de convertirse en Clientes Libres, mientras que para los Clientes libres

su poder de negociación es **nulo**. La **amenaza de productos sustitutos es baja** pues si bien podrían lograr bajar el consumo eléctrico, no sería una disminución considerable. Por último, la **rivalidad entre competidores es baja**, a partir de la reunión que se tuvo con Saesa.

Tabla 8. Resumen 5 fuerzas de Porter.

<i>Fuerza de Porter</i>	<i>Intensidad</i>
<i>Amenaza de nuevos competidores</i>	Medio-Baja
<i>Poder de negociación de los proveedores</i>	Bajo
<i>Poder de negociación de los clientes</i>	Alto y Bajo
<i>Amenaza de productos sustitutos</i>	Baja
<i>Rivalidad entre competidores</i>	Baja

Elaboración propia.

## 8.5 Factores críticos de éxito

Como la inversión es importante y su nivel de intensidad puede ser alto, se aconseja fuertemente asociarse con una empresa que cuente con experiencias previas en la construcción y operación de centrales hidroeléctricas.

Uno de los factores de éxito corresponde al apoyo- o al menos la no oposición- de grupos organizados en la Patagonia. Las organizaciones Aysén Reserva de Vida (ARV) y más famosa Patagonia Sin Represas fueron actores muy relevantes en el proceso de oposición frente a los 5 proyectos Hidroeléctricos propuestos por HidroAysén y la Central Hidroeléctrica Río Cuervo propuesto por Energía Austral, todos desistidos tanto por razones técnicas [46], políticas y ambientales.

Debido a la presión que ejercen estas asociaciones se procedió a ponerse en contacto con representantes de Aysén Reserva de Vida y Patagonia Sin Represas. Específicamente con Patricio Segura, Periodista e integrante de la coalición Aysén Reserva de Vida y Secretario Regional de la Organización Patagonia Sin Represas. Patricio comentó que “...la oportunidad de hacer un buen negocio de una central hidroeléctrica no tiene nada de malo si no fuera por los impactos que generan las centrales hidroeléctricas en general en las cuencas... muchas veces se piden derechos en terrenos de otras personas... y qué aguas arriba, en la práctica, condicionan el acceso al agua de carácter consuntivo”. En este sentido el proyecto planteado logra responder bien ante 2 factores relevantes que menciona Patricio. Debido a que el derecho está emplazado en terrenos que fueron cedidos a Edelayés hace muchos años para la construcción de la Central Hidroeléctrica Aysén, no existen personas que vean afectadas su forma de vivir ni afecta propiedades personales con quienes se tendría que entrar a negociar el precio de sus tierras. Del mismo modo, puesto que la ubicación del derecho de agua se ubica sobre la actual Central Aysén, tampoco existirían personas que podrían verse afectadas en su derecho al uso de agua para uso consuntivo, a lo largo del trayecto de canalización bocatoma-generator.

La visión de ARV plantea avanzar en ahorro energético, autogeneración y democratización energética, evitando el centralismo y extractivismo energético que implica generar en Aysén, para luego suministrar energía a grandes centros de consumo como Santiago. Sin embargo, declaran

que dónde deba operar el mercado energético, debe avanzar “sobre la base de las ERNC, considerando fuertemente las variables como la revocabilidad, la localización, la escala, el desarrollo económico local y la legitimidad social en la toma de decisiones” [47]. De forma de evitar por completo grandes proyectos de generación.

El documento de ARV llamado Propuesta Ciudadana de Política Energética para Aysén Reserva de Vida menciona además “privilegiar la hidroelectricidad de pasada, mini hidro, diversificación de la matriz y explorar potenciales locales” refiriéndose a “proyectos a pequeña escala, generación distribuida, con energías renovables no convencionales y de administración comunitaria, acercando la generación a los centros de consumo para ahorrar en distribución” [47, p. 14]. Por otra parte, el documento habla sobre la dependencia monopólica de Edelayés, declarando la necesidad de buscar alternativas de generación y competencia para un mercado más diverso [47, p. 22].

Considerando el punto de vista emitido en el documento, no habría grandes problemas ni oposiciones para la instalación de una Central Hidroeléctrica en el Río Arredondo.

## 8.6 Dimensionamiento y conclusiones de mercado

Para dimensionar el mercado eléctrico del Sistema Mediano de Aysén se usaron los precios de potencia y energía en generación establecidos por la CNE para el periodo tarifario vigente (2014-2018). En cuanto a la potencia para el año 2018, el mercado es de 2.275 millones de pesos, mientras que para el segmento de generación de energía es de 6.653 millones de pesos- por lo tanto- el mercado de la generación eléctrica es de 8.928 millones de pesos para el año 2018.

De mantenerse las tarifas en el siguiente periodo tarifario, el crecimiento sería como el de la Tabla 9, con un crecimiento del 5% anual. El total de la siguiente tabla indica el total a repartir entre generación y transmisión del Sistema Mediano de Aysén mediante el proceso indicado en el punto 7.4.1.

Tabla 9. Mercado Eléctrico de generación y potencia para SMA.

AÑO/\$MM	ENERGÍA	POTENCIA	TOTAL	CRECIMIENTO
2018	6.653	2.275	8.928	
2019	7.001	2.394	9.395	5%
2020	7.374	2.521	9.895	5%
2021	7.774	2.657	10.431	5%
2022	8.201	2.803	11.005	5%
2023	8.659	2.960	11.618	6%

Elaboración propia a partir de datos de la CNE [48]

## 8.7 Modelo de negocios Final

Con la información recabada en el Estudio de Mercado descrito anteriormente, se ha modificado el Modelo de negocios preliminar.

La mayor modificación fue eliminar la venta a clientes libres pues, si bien hubo interés por parte de Friosur, una reducción de un 9% no les parecía muy atractivo. Por otra parte, tener que construir al menos 6 km de líneas de transmisión adicionales para proveer de energía a 1 cliente

libre no solo aumentan los costos sino que supone un riesgo si en el futuro este cliente libre decide cambiar de proveedor.

Ilustración 3. Modelo de negocios final de la Central Arredondo.



Elab. Propia.

Por otra parte, en la justificación del problema se mencionó la posibilidad de vender energía a clientes libres bajo la modalidad de servicios eléctricos con disposiciones especiales para ser usada como alternativa de calefacción. Esta opción no es viable pues tendrían que crearse redes de distribución a los clientes y por otra parte al consultar sobre este tema a Saesa respondió que solo se encuentra en etapa de “idea”.

A continuación, se describen los elementos de Modelo de negocios:

#### Propuesta de valor

Mantenimiento o disminución de los costos de generación eléctrica en el Sistema Mediano de Aysén. Debido al cambio de cliente dentro del modelo de negocios, no se puede asegurar a priori que el precio de la energía de los clientes regulados residenciales disminuya con este proyecto. Pero sí se puede aseverar que es muy probable, que en caso de no materializarse un proyecto hidroeléctrico para suplir la creciente demanda del SMA, el costo de la electricidad aumentaría siendo producida por centrales Termoeléctricas y por lo tanto aumentando los precios de la electricidad para clientes no residenciales.

Por otra parte, un excelente factor de planta en una central Hidroeléctrica operando en el SMA tiene como consecuencia una menor probabilidad de requerir una central Termoeléctrica disponible para suplir la falta de electricidad que no es capaz de producir la central Hidroeléctrica, disminuyendo los costos totales del SMA.

#### Relaciones con los clientes

Básicamente el único cliente sería Edelaysén. Las relaciones con esta empresa serían directas por la necesidad de mantener la estabilidad del sistema eléctrico a través del Comité Coordinador y las reuniones semanales o mensuales que estipula la ley.

Por otra parte, también se deberá realizar campaña informativa a la comunidad.

#### Canales de distribución

La energía y potencia serían distribuidas por las líneas de transmisión de Edelaysén y posteriormente por las líneas de distribución de esta.

#### Socios clave

Es fundamental para el proyecto contar con un socio que tenga experiencia previa en el desarrollo de centrales hidroeléctricas y que tenga también la capacidad financiera para llevarla a cabo.

#### Actividades clave

La aprobación de los permisos medioambientales es un tema fundamental y no menor, especialmente por el tiempo que requieren. **Acercarse a la comunidad** y explicar el proyecto son aspectos clave que deben desarrollarse cuidadosamente.

Por otra parte, se requerirá de una relación directa con la CNE para el cumplimiento de la normativa.

#### Recursos clave

La empresa cuenta con el derecho de aguas constituido, pero necesita negociar las servidumbres y terrenos que son de propiedad de Edelaysén. Por ley Edelaysén debe dar servidumbre y negociar el precio de los terrenos.

#### Fuente de ingresos

Los ingresos provendrán de la repartición realizada por el Comité coordinador en base a las ventas de energía realizadas el mes previo y en base a la inversión y los costos de operación, mantenimiento y comercialización, sobre los cuales debería pagarse un 10% real anual.

#### Estructura de costos

Dentro de la operación de la central existe un costo variable no combustible ligado a mantención de filtros, y su mano de obra. Este Costo variable no combustible es costado con las ventas de energía mensuales. Los costos fijos de la central

## 9. Plan de Marketing

### **9.1.1 Segmentación y Targeting**

Como se describió en el punto 7.3 al analizar los clientes, existen 2 potenciales mercados, de los cuales solo se abarcará las ventas a clientes regulados.

La relación con Edelaysén deberá ser bastante cercana debido a las exigencias de coordinación y aseguramiento del subministro energético que impone la regulación en un SMA frente a la entrada de un segundo actor generador, las cuales fueron explicadas previamente.

### 9.1.2 Posicionamiento

El posicionamiento en este contexto se puede considerar como la necesidad de hacer que la energía producida por esta Central Hidroeléctrica sea despachada antes que las otras, de esta forma estará siempre incluida en el Estudio Técnico y no quedará fuera bajo ningún escenario futuro. Esto se logra con un Costo Variable No Combustible (CVNC) más bajo que las demás Centrales Hidro de la región.

Tanto la consultora GTD y la CNE modelaron los CVNC del proyecto (Anexo 8) estimándolos en 2.9 USD/Mwh, lo cual resulta en un CVNC más alto que la Central Lago Atravesado (2.8 USD/Mwh) y la Central Monreal (2 USD/Mwh); pero bajo la Central Aysén ( $\approx$  5USD/Mwh).

## 9.2 Marketing Táctico

### 9.2.1 Producto

La central tendrá una capacidad de generar 29,2 GWh de energía anualmente como se puede ver en la **Tabla 10**, usando un desnivel de 100 metros, considerando solo el derecho Peramente y Continuo sin considerar el Eventual, con una eficiencia para el conjunto turbina-generador-transformador considerada en un 81%. Sin perjuicio de lo anterior, se podría vender aún más energía al considerar que el derecho de aguas otorgado por la DGA incluye un derecho Eventual y discontinuo, el cual puede ser usado siempre y cuando se respete el caudal ecológico mínimo. Sin embargo, mayores o menores niveles de generación de energía no implican mayores ingresos para el proyecto, debido a que los pagos de energía son a precio variable medio.

Tabla 10. Generación de energía mensual de la Central Hidroeléctrica Arredondo.

Q(m <sup>3</sup> /s)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Permanente y Continuo	4,7	4,7	4,2	4,7	4,7	3,8	2,2	4,1	3,9	4,7	4,7	4,7
Energía Mensual GWh	2,7	2,7	2,4	2,7	2,7	2,2	1,3	2,3	2,2	2,7	2,7	2,7
Energía Anual GWh	29,2											
Factor de planta	0,91											

Elaboración propia.

### 9.2.2 Precio

Los precios de la energía y potencia regulados son fijados por la CNE, establecidos de forma que las inversiones más los costos de administración sean remunerados a una tasa de un 10% real anual, haciendo indiferente que los precios futuros suban o bajen.



### 9.2.3 Plaza

La energía será distribuida mediante líneas de transmisión de Edelaysén. El costo de transmisión es descontado previo a la repartición de utilidades de las centrales generadoras.

### 9.2.4 Promoción

No se requerirá promoción, pues la venta está asegurada siempre y cuando el proyecto sea considerado dentro del Estudio Técnico.

## 10. Plan de Operaciones

### **10.1 Estudios previos e Ingeniería**

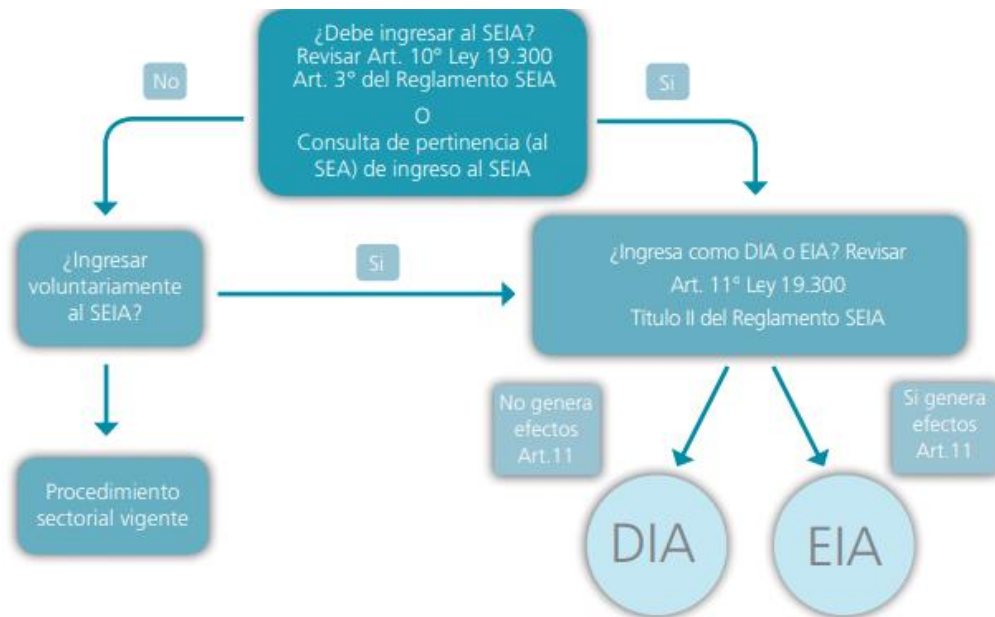
#### Permisos medioambientales

Es fundamental para cualquier proyecto hidroeléctrico contar con la correcta aprobación de los requisitos medioambientales, especialmente al considerar que las mega centrales de Hidroaysén y la Central Cuervo fueron rechazadas- en gran parte- por no cumplir las disposiciones medioambientales.

A partir de la “Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Centrales de Generación de Energía Hidroeléctrica de Potencia Menor a 20 MW” se determinaron algunas variables a considerar a continuación [49].

El Artículo 10° de la ley 19.300 enumera los proyectos que deben ingresar al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), particularmente la letra c) del artículo indica que las centrales generadoras de más de 3MW deben ingresar al SEIA, adicionalmente en la letra b), las líneas de transmisión de alto voltaje y sus subestaciones. Con el fin de determinar si el proyecto requerirá un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) o una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) se revisó las disposiciones en Título II Art.6 del Reglamento del Sistema de Evaluación Ambiental. Debido a que el proyecto no cumple ninguno de los puntos del artículo anterior, se determinó que no es necesaria la realización de un EIA, sino solo de una DIA, la cual es más simple, más económica y con periodos de resolución más acotados. Se consultó sobre este tema a María Pilar, Ingeniera Civil Industrial encargada de coordinar todas las áreas para el desarrollo del proyecto Central Candelaria en Aysén y ella confirmó que sólo realizarían una DIA. La Ilustración 4 grafica el procedimiento recién explicado.

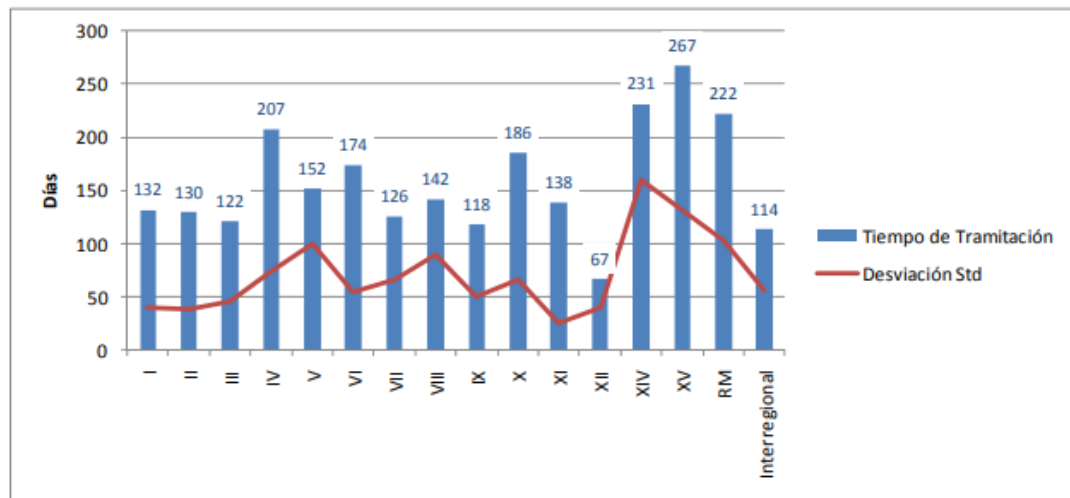
Ilustración 4. Proceso de determinación entre EIA o DIA para un proyecto



Fuente: Servicio de Evaluación Ambiental 2011.

Es importante tener en consideración que los tiempos de tramitación de un DIA son en promedio de 155 días. El Gráfico 7 muestra los tiempos promedio de resolución de cada región.

Gráfico 7. Tiempos promedio tramitación DIA por región hasta el 2009



Fuente: Identificación de dificultades en la tramitación de permisos de proyectos eléctricos [50, p. 37]

#### Características del lugar de emplazamiento

Actualmente no se cuenta con información GPS del emplazamiento geográfico del lugar, habiendo sido usadas tanto Cartas IGM con curvas de nivel para la determinación de los puntos de captación y restitución, como Google Earth pro para la identificación de accidentes geográficos.

Por esta razón se hace necesario contar con una inspección en terreno y con GPS para el reconocimiento e identificación de forma más precisa y óptima de los puntos de captación, restitución y emplazamiento de obras. Debido a que no se cuenta con esta información se hará uso a la que se tiene acceso actualmente.

#### Análisis del derecho del desarrollador sobre el terreno

No se cuenta con los títulos de propiedad de los terrenos dónde está emplazado el proyecto de la central hidroeléctrica. Estos están a nombre de Edelaysén, propietaria de los terrenos, los cuales les fueron otorgados hace muchos años para la realización de la Central Hidroeléctrica Aysén que se encuentra aguas abajo.

Existe el antecedente que en 2011 Edelaysén dio permiso a la empresa Agrícola Antares para ingresar a los terrenos y poder hacer una preevaluación que finalmente no continuó.

Se deberá avanzar en negociaciones con Edelaysén para establecer una tarifa de arrendamiento, venta o cesión de los terrenos donde se instalaría la central. Ante una eventual negativa, se tendrían que iniciar acciones legales para el acceso, pues legalmente Edelaysén debe negociar y conceder acceso para la realización de la Central.

#### Prospección del recurso hídrico Estudio hidrológico

El recurso hidrológico es fundamental para una Central Hidroeléctrica, por lo que conocer el comportamiento de sus flujos anuales permite estimar correctamente la generación anual y las características de las turbinas a utilizar. Si bien el derecho de agua en el Río Arredondo no posee aforos hidrológicos, Edelaysén cuenta con estos datos de su Central hidroeléctrica Aysén, los cuales podrían ser solicitados a la empresa. Ante una eventual negativa, el estudio Hidrológico costaría entre 1,25 – 12 millones de pesos. Existen 2 elementos fundamentales a extraer del Estudio; los caudales medios mensuales disponibles, con probabilidades de excedencia del 50%, 85%, 90% y 95%, y los caudales mínimos y máximos para el diseño de las obras civiles.

#### Ingeniería de perfil y layout del proyecto

Se deberá confeccionar un layout del proyecto, considerando las principales obras hidráulicas, a ser: La bocatoma, el canal de aducción, el desarenador, la cámara de carga, la tubería a presión, la casa de máquinas y el canal y el punto de restitución de las aguas.

Se deberá contratar un levantamiento topográfico junto con un estudio de los lugares de emplazamiento, con escala de plano 1:1000 y curvas de nivel cada 1 metro. La idea es preseleccionar los lugares de las obras. El costo de este estudio oscila entre 4,8 – 39,2 millones de pesos.

#### Visitas técnicas y definición preliminar de obras

A partir del levantamiento topográfico se deberá elegir finalmente el lugar de emplazamiento de las obras, incluyendo todas las partes anteriormente mencionadas que componen la central hidroeléctrica. Este proceso tiene un costo entre 1,3 – 2,2 millones de pesos.

## Definición de la potencia del proyecto

A partir del régimen hidrológico y de la información topológica se calcula la potencia del proyecto. Para el cálculo se debe tener en cuenta la altura bruta, que es la que realmente se consigue después de las pérdidas de fricción y singularidades. Debido a que no se cuenta con los datos anteriores, para efectos de cálculo se utilizará la siguiente fórmula para determinar la potencia de la Central.

$$P_e = 9800 \times n_t \cdot n_g \times Q \times H_n$$

$P_e$  : Potencia

$n_t \cdot n_g$ : Eficiencia del generador y de 0,81

$Q$ : Caudal, 4.7 m<sup>3</sup>

$H_n$ : Altura neta, 100 metros

Obteniendo finalmente una potencia de 3.7 MW. El cálculo completo tiene un costo aproximado de 0,9 millones de pesos.

Si bien la determinación de la potencia de diseño se determina analizando indicadores como el VAN, en este caso no se analizarán otras posibles potencias aumentando el caudal, puesto que se pretende analizar el derecho de aguas tal como se encuentra otorgado actualmente.

### 10.2 Construcción y puesta en marcha

La determinación de los costos se realizó en base a las fórmulas usadas para la estimación de costos de inversión de una central Hidroeléctrica de 4 MW de potencia en Aysén, realizada por la empresa consultora GTD<sup>7</sup> y estimaciones de valores de reemplazo realizados por POCH en los anexos del estudio de tarificación 2014-2018. Si bien la mejor estimación sería solicitar un presupuesto a una empresa constructora, esto no es posible pues como se mencionó anteriormente, faltan una serie de estudios previos para poder dimensionar completamente la complejidad del proyecto.

Se determinó un periodo de construcción de alrededor de 2 años considerando el tamaño y la cantidad de obras civiles a realizar.

La siguiente Imagen 2 muestra el punto de captación, restitución, recorrido de aducción y tubería forzada del proyecto.

---

<sup>7</sup> Anexo B Módulos de Expansión Aysen.doc del Estudio Técnico 2010-2014.

Imagen 2. Vista del proyecto



Elaboración propia a partir de Google Earth.

A partir de las características propias de la Central Arredondo, se calcularon los siguientes costos de Obras Civiles que se describen a continuación. Es importante notar que la restitución deberá subirse 300 metros pues no hay desnivel adicional en estos últimos 300 metros, permitiendo ahorrar costos.

#### Bocatoma

Si bien el diseño final de la bocatoma depende del estudio hídrico de la cuenca y de las crecidas del río- estudios con los que no se cuenta- se procedió a calcular una estimación del precio de la bocatoma basado en el estudio de la consultora GTD, la cual consideró que las obras de bocatoma corresponden a un 11% de los costos de Obras Civiles (OCC), porcentaje que se obtuvo luego de revisar varios proyectos con tamaños entre 0.5 y 10 MW.

#### Chimenea de Equilibrio

No se encontraron fórmulas de dimensionamiento o costo de Chimeneas de equilibrio, por lo que se procedió a elegir un valor similar al estimado para una Central de 4 MW, el cual consideraba una Central Hidroeléctrica con un caudal de  $11.7 \text{ m}^3/\text{seg}$  y 40 metros de caída. El valor encontrado fue de \$148.919 USD, por lo que se tomó un valor referencial de \$150.000 USD.

#### Canal de Aducción

Para el costo del Canal de Aducción se utilizaron las fórmulas de Rodolfo Bennewitz, las cuales están en función del caudal (Q). De las 3 fórmulas propuestas, se usó la que consideraba una

mayor inclinación del suelo sobre la cual sería construido, lo cual se justifica por la presencia de fuertes pendientes en el trazado de aducción propuesto.

$$\text{Costo (US\$/mts)} = -0,13 Q^2 + 36 Q + 400$$

La aducción se realizaría con una tubería de PVC de alta densidad (HDPE), de una longitud aproximada de 1630 metros.

#### Rápido y Cámara de descarga

Se usaron las fórmulas propuestas por Rodolfo Bennewitz, en función del caudal transportado (Q) para la estimación del Rápido y Cámara de descarga.

$$\begin{aligned}\text{Costo Rápido (US\$/mts)} &= -0,053 Q^2 + 24,9 \times Q + 516 \\ \text{Costo Cámara (US\$)} &= (0,22 Q^2 + 27 \times Q - 100) * 1000\end{aligned}$$

Para el rápido se consideró la distancia equivalente a la tubería forzada, correspondiente a 250 metros.

#### Tubería Forzada

Para la tubería forzada se pensó en usar la fórmula de Rodolfo Bennewitz para determinar el diámetro económico.

$$D = \left[ 8 \times \frac{Q^3}{H_{max} + 25} \right]^{3/22}$$

Pero no se encontró una forma de pasar el diámetro y espesor de la tubería a costo, por lo que se prefirió usar el costo de la tubería forzada de la Central Aysén [51], la cual fue diseñada para 7 m<sup>3</sup>/seg y tiene una distancia de 300 metros. Su costo se encuentra en \$1.127.739 USD

Como se mencionó anteriormente se consideró una tubería forzada de 250 metros para 4.7 m<sup>3</sup>/s, por lo que se procedió a ponderar el costo de la Tubería forzada de la Central Aysén en función de la distancia.

#### Casa de Máquinas

Para el costo unitario GTD usó la siguiente fórmula en base a la potencia de la Central Hidroeléctrica, la cual se basa la revisión de varios proyectos analizados por GTD.

$$\text{Costo} \left( \frac{\text{US\$}}{\text{MW}} \right) = 78745 \times \frac{\text{MW}}{1000} + 213348$$

## Canal de Restitución

Se usó la misma fórmula considerada para el Canal de Aducción, el cual mide 25 metros.

$$\text{Costo (US\$/mts)} = -0,13 Q^2 + 36 Q + 400$$

## Caminos de Acceso

Para acceder al lugar de la casa de máquinas se requieren 842 metros desde la bocatoma de la Central Aysén hacia arriba. Además, para los caminos desde la casa de máquinas hasta la bocatoma de la Central Arredondo se consideró un 150% de la distancia de Aducción.

El precio por metro lineal de camino que se usó fue el proveído por la consultora GTD, valorado en 122.58 USD/m. En total se necesitarán 3287 metros de caminos de 4 metros de ancho.

## Patio Elevador

El costo del patio elevador de la central se obtuvo a partir de una parametrización realizada por GTD, a partir del costo de la Casa de Máquinas (CDM en USD). Particularmente el Costo de la Casa de Máquinas es de \$213.639 USD.

$$\text{Costo (US\$)} = (0,00000000000002 * CDM^2 - 0,0000004 * CDM + 0,3001) * CDM$$

## Línea de transmisión a Bocatoma

Se consideró la misma distancia que los caminos de Acceso, es decir 3.28 Km, valorados a \$48.238 USD/Km. El precio por Km fue obtenido desde GTD.

Los siguientes ítems ya no corresponden a Obras Civiles, sino a Equipos y costos adicionales, legales y de terrenos.

## Equipos Hidromecánicos

Para la valorización de los equipos hidromecánicos, GTD generó un valor medio a partir de su base de datos de costos de proyectos, obteniendo un valor final de 57.000 (US\$/MW).

## Equipos Electromecánicos

Dentro de los equipos Electromecánicos se incluye la Turbina-Generador, los Equipos de los Servicios Auxiliares, el Puente de Grúa, el Transformador de Poder y el Patio Elevador. Para determinar los costos asociados a cada elemento, se usó el criterio de POCH Ingeniería y Edeaysén en base a los costos de las Centrales Hidráulicas desarrolladas anteriormente en la región de Aysén. A partir de estos costos de la Tabla 11, se interpolaron los valores en función de sus potencias instaladas, obteniendo los valores de la fila de la central Arredondo.

Tabla 11. Costos de los equipos hidroeléctricos desarrollados en Aysén

Central	Potencia Instalada MW	Costo US\$/kW	Serv. Auxiliares US\$/kW	Costo EQ Casa Máquinas			Transf. Poder (n=2) kUS\$	Patio Elevador US/kW	Costo Total Equipos	Costo Total US\$/kW
				Costo US\$/kW	Costo Pte Grúa	Costo Total				
El traro	0,64	200	60	260	37,5	204	22	108,2	333,9	522
Rio Azul	1,4	190	57	247	50	396	39	116,4	550,8	393
<b>Arredondo</b>	<b>3,7</b>	<b>187,8</b>	<b>56,6</b>	<b>244,3</b>	<b>94,2</b>	<b>989</b>	<b>100,9</b>	<b>158,6</b>	<b>1248,4</b>	<b>361,6</b>
Puerto Aysén	6,6	185	56	241	150	1737	179	211,9	2128	322
Lago Atravesado	10,4	180	54	234	250	2684	170	124,6	2978,4	286

Modificaciones a partir de Tabla 8 de Módulos Expansión Aysén.

Por último, se incorporan algunos costos adicionales que se detallan a continuación:

#### Costos Ambientales:

A partir del Estudio de los Nuevos Valores de Reemplazo realizado por la consultora POCH<sup>8</sup>, a partir de los costos ambientales de las centrales hidroeléctricas que se han construido, se usó la siguiente fórmula.

$$C_{\text{ambientales}} = 150.000 + 17.000 * (MW - 1,4).$$

#### Terrenos

La valorización de los terrenos se realizó considerando la distancia de todas las tuberías, más los caminos de acceso y líneas; considerando un ancho promedio de 50 metros. El valor por hectárea se consideró en \$15.000 USD.

Terrenos: 26 Hectáreas.

#### Intereses Interbancarios

Para el periodo de construcción se consideraron en un 5% de la inversión total.

Adicionalmente a los equipos Hidro y Electromecánicos se les aplicaron los recargos de Flete indicados en la **Tabla 12**.

Mientras que a todos los ítems anteriores se les aplicaron los recargos adicionales que aparecen en la misa tabla (excepto Flete).

<sup>8</sup> \ANEXOS\ANEXO VALORIZACION\GX\UltimaVersionInformePoch\VNR 2014 REV C.pdf Anexos del estudio de Tarificación 2014.



Tabla 12. Recargos considerados para los costos de Central de 4 MW

RECARGOS		
CLAVE	Descripción	Recargo
<b>FLETE (\$)</b>	Flete total	7%
	- Derechos de internación	1,5%
	- Gastos Portuarios	1%
	- Fletes dentro del País	2%
	- Seguros equipos	2,5%
<b>BODEGA (\$)</b>	Bodega	0%
<b>MONTAJE (\$)</b>	Montaje	25%
<b>ING (\$)</b>	Ingeniería	7%
<b>GG (\$)</b>	Gastos Generales	2%
<b>INT (\$)</b>	Intereses Intercalarios	5%
<b>BI (\$)</b>	Bienes Intangibles	2%

Elaboración propia a partir de los recargos propuestos por GTD

Finalmente, la tabla con los costos detallados de las Obras Civiles se puede encontrar en el Anexo **Tabla 18**, mientras que para los costos totales que incluyen las Obras Civiles se encuentran en la **Tabla 17**, ascendiendo a un total de \$9040.8 MUSD o \$5.786 millones de pesos considerando el dólar en 640 pesos.

### 10.3 Mantenimiento

El mantenimiento de la Central se trata de principalmente cambios de aceite y filtros. Estos costos, incluyendo la mano de obra, los repuestos, comunicaciones y los demás costos asociados se encuentran en el **Anexo 8**, los cuales fueron calculados por la consultora GTD encargada de hacer el Estudio Técnico para una central de pasada de 4 MW de potencia.

### 10.4 Costos Operacionales

Los costos operacionales se pueden dividir en 3 categorías: Costo Variable Combustible De Generación (CVC), Costo Variable No Combustible De Generación (CVNC) y Costos Fijos (CF).

#### Costos Variables de Combustible

Hay Centrales que tienen un costo en las materias primas que usan para generar energía eléctrica, como aquellas a Diesel o Carbón. Por ejemplo, las Centrales a Diesel del SMA tienen un costo de alrededor de 190 US\$/MWh.

Mientras que una central Hidroeléctrica no tiene consumos de combustible para generar energía, por lo tanto, éste ítem siempre será cero.

## Costos Variables No Combustible

Estos costos incluyen lo que es mantenimiento mayor, inspecciones, aceites, filtros de aire y combustible, lubricantes y catalizadores, entre otros.

En los estudios técnicos se calcularon los CVNC para esta Central en el Plan de Expansión 2010-2014, correspondiendo a 2.9 US\$/MWh [52]. Se debe mencionar que el cálculo de este valor consideró la central con potencia instalada de 4 MW. Este dato se respalda en información de la CNE bajo la Resolución Exenta 55 del 2018, determina a modo referencial que el costo variable no combustible para una central hidro de pasada es de 3 US\$/MWh [53, p. 39].

## Costos Fijos de operación y mantenimiento (COMA)

Los costos Fijos de Generación a considerar serán los que se encuentran determinados por la CNE para el cálculo del CTLP. En este caso el costo fijo a considerar ronda los 80 a 85 millones de pesos anuales. En el flujo de caja se considerarán los pagos anuales por concepto de CTLP para este ítem, pues los costos fijos de la CNE para el CID son menores y los CTLP logran reflejar mejor los valores.

Al consultarle a expertos sobre los costos fijos, específicamente a Carlos Barría, director ejecutivo de la Asociación Gremial de Pequeños y Medianos Generadores, Carlos respondió que usualmente se usaba 1 a 2% de los Costos fijos [Anexo 7]. En base al documento de la CNE, con Resolución Exenta 55 del 2018 **¡Error! Marcador no definido.**[página 40], se hace referencia que los costos fijos de una central hidro menor a 20 MW de potencia es de alrededor del 1% de los costos de inversión. Sin embargo, en otro documento de la CNE, Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo 2018 [54, p. 38], se considera que los costos fijos son de un 2% en promedio para todas las tecnologías de generación.

Finalmente se decidió usar un COMA de un 2% de los costos de inversión del proyecto para considerar el peor de los casos, equivalente a 116 millones de pesos anuales.

De todos modos, si los costos COMA fueran superiores, no influiría en la rentabilidad del proyecto siempre y cuando no sean excesivos, pues se incluirían dentro del estudio técnico y serían pagados año a año dentro de la repartición de ingresos del Sistema Regulado.

## 11. Plan de Recursos Humanos

La operación de las Centrales Hidroeléctricas no es extensiva en mano de obra, sino que más bien requieren personal solo para eventualidades, es decir 1 a 2 personas. Los costos relacionados a recursos humanos están incluidos en los Costos Fijos de operación y Mantenimiento (COMA).

## 12. Evaluación Financiera

### **12.1 Parámetros del flujo de caja**

Se considerará que la central tiene una vida útil de 50 años. Si bien en la Guía ESHA [27], se plantea hacer el flujo de caja a 30 años, se terminó realizando a 50 años pues es la vida útil de una Central Hidroeléctrica de pasada y es la cantidad de años que considera la CNE para sus cálculos.

## Inversiones

Según lo referido en el Capítulo 10.3, se estimó que la inversión necesaria para el proyecto era de \$5.786 millones de pesos. Los cuáles serán invertidos un 60% en el primer año y el resto el segundo año, esto obedece a que el primer año se debe realizar los pedidos de ciertas estructuras como por ejemplo la turbina.

## Costos

Según lo expuesto en el capítulo 10.5, los costos variables son de 2,9 USD el GWh, con un cambio de 640 el dólar y una producción de 29.74 GWh anuales se establece que el costo de producir la energía es de 53 millones de pesos anuales.

En el mismo capítulo 10.5, se estableció el Costo Fijo se estableció en un 2% de los costos de inversión, resultando en \$116 millones de pesos anuales.

## Ingresos

Como se explicó anteriormente en el punto 7.4.1 sobre repartición de las ganancias en el Sistema regulado, habrá 2 formas de ingresos para la empresa; por ventas de energía y por repartición de los excedentes. Los ingresos por energía están asegurados pues es lo primero que se reparte, correspondientes a 53 millones de pesos anuales; mientras que la repartición de los excedentes dependerá fundamentalmente de la cantidad de energía producida con Diesel, en relación directa con la pluviometría. La tarificación del sistema está diseñada para que- en promedio- la empresa reciba ingresos del 10% por sobre su inversión anualizada, más sus costos de operación y Costos Fijos. Debido a que, frente a escenarios hídricos desfavorables, la producción de Diesel incrementa para suplir la falta energía producida por las centrales hidroeléctricas, su elevado costo variable tiene como consecuencia una disminución del dinero total a repartir entre las empresas generadoras. Lo opuesto ocurre en años lluviosos.

En el flujo de caja se utilizó el promedio de estos ingresos, el cual fue calculado siguiendo el idéntico procedimiento que usa la CNE para los cálculos de las tarifas, el cual consiste en una anualización de la depreciación de la central para un periodo de 15 años, con una tasa de descuento del 10%. El descrito corresponde a un pago anual de \$633.2 millones de pesos. A este monto se le debe sumar el pago por los gastos fijos de la central, equivalentes a \$116 millones de pesos, resultando en \$749 millones de pesos anuales.

## Depreciación

Tal como lo hace la CNE, se consideró una depreciación lineal basado en la vida útil de la Central Hidro, la cual es de 50 años. Como el horizonte de evaluación es por la vida útil del proyecto, el valor residual es de 0.

Flujo de Caja puro

A partir de los elementos descritos anteriormente, se ha conformado el siguiente flujo de caja puro del proyecto.

Tabla 13. Flujo de Caja Central Arredondo en millones de pesos.

Central de pasada Arredondo

Inversión total [MM\$]	\$5,786
Potencia [MW]	3.73
Factor de planta	0.91
Impuesto Renta	27%
Tasa dcto.	10%
Generación Anual [MWh]	29740.92

Costo variable energía (CVNC) [\$/MWh]	\$1,792
--	---------

Periodo (Montos en \$MM)	0	1	2	3	...	10	11	12	13	...	50
Año	2019	2020	2021	2022	...	2029	2030	2031	2032	...	2069
<b>1. Ingresos (Sin IVA)</b>			802	802	...	802	802	802	802	...	802
a) Ingresos Ventas Energía			53	53	...	53	53	53	53	...	53
b) Ingresos Sistema regulado			\$749	\$749	...	\$749	\$749	\$749	\$749	...	\$749
<b>2. Costos</b>			-169	-169	...	-169	-169	-169	-169	...	-169
a) Costos variables Energía			-53	-53	...	-53	-53	-53	-53	...	-53
b) Costos Fijos (2% Inversión)			-116	-116	...	-116	-116	-116	-116	...	-116
<b>3. Ingresos operación (1)+(2)</b>			633	633	...	633	633	633	633	...	633
4. Depreciación			\$116	\$116	...	\$116	\$116	\$116	\$116	...	\$116
<b>5. Utilidad Neta AI (3)-(4)</b>			\$518	\$518	...	\$518	\$518	\$518	\$518	...	\$518
6. Impuesto			\$0	\$0	...	\$0	-\$116	-\$140	-\$140	...	-\$140
<b>7. Utilidad después de Impuesto (5)+(6)</b>			\$518	\$518	...	\$518	\$401	\$378	\$378	...	\$378
8. Depreciación			\$116	\$116	...	\$116	\$116	\$116	\$116	...	\$116
9. Inversión	-\$3,472	-\$2,314	0.00	0.00	...	0.00	0.00	0.00	0.00	...	0.00
<b>10. Flujos Netos (7) + (8) + (9)</b>	<b>-\$3,472</b>	<b>-\$2,314</b>	<b>\$ 633</b>	<b>\$ 633</b>	...	<b>\$ 633</b>	<b>\$ 517</b>	<b>\$ 494</b>	<b>\$ 494</b>	...	<b>\$ 494</b>

Elaboración propia

## 12.2 Evaluación económica

Se usarán 3 indicadores para la evaluación del proyecto, el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI).

La tasa de descuento usada para el proyecto fue de un 10%, concordando con la mayoría de la documentación encontrada [55, p. 22] [56] [57, 58, 28, 27] y respaldada por Marcelo Matus, Subdirector en Centro de Energía de la Universidad de Chile, quien explicó que ésta tasa se usa para la definición de las tarifas en transmisión e históricamente se usa en otros proyectos eléctricos.

Tabla 14. Indicadores de rentabilidad del proyecto.

<i>Indicador</i>	<i>Valor</i>
<i>VAN (MM \$):</i>	<i>-\$391</i>
<i>TIR</i>	<i>9.2%</i>
<i>PRI</i>	<i>11 años</i>

Elaboración propia.

A partir de los resultados obtenidos en la Tabla 14 se observa que con los supuestos del Flujo de Caja, evaluados en un horizonte de 50 años se obtiene un VAN negativo, indicando que el proyecto no es rentable. Una TIR de 9.2% indica la tasa más alta a la cual un inversionista podría pagar sin perder dinero (Sapag, pag. 273). Si bien el PRI es de 11 años, este indicador no toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo.

## 12.3 Análisis de sensibilidad

A continuación, se procederá a modificar ciertas variables, para entender cómo afecta cada una de ellas la rentabilidad del proyecto. De esta forma se podrá entender qué tan vulnerable se encuentra el proyecto.

Una eventual modificación a los costos fijos no tendría sentido, pues el sistema de tarificación paga los costos fijos auditados por la CNE. Considerar más ventas de energía tampoco, pues aun cuando se vendiera más energía al sistema regulado, los pagos a la empresa serían por el costo variable medio de esta generación, sin afectar los ingresos. Lo mismo sucedería si la Central generara menos energía de la considerada en el flujo de caja.

Por lo tanto, se procederá a realizar 2 análisis de sensibilidad recomendados por expertos en el ámbito.

En primer lugar, a partir de lo conversado con Marcelo Matus, él recomendó hacer un análisis de sensibilidad utilizando tasas de descuento del 8% y 12%.

En segundo lugar, a recomendación del Jefe de Área Planificación y Control de Gestión de Saesa, José Antonio Peña se realizará una simulación de como variarían los ingresos del proyecto con una modificación en la producción de Diesel producto de un año con menor pluviometría.

## Tasas de descuento

Al modificar la tasa de descuento varía el VAN del proyecto, manteniéndose constantes tanto la TIR como el PRI. La siguiente Tabla 15 muestra los resultados del VAN a partir de las distintas tasas de descuento aplicadas al proyecto.

Tabla 15. Variaciones del VAN a partir de distintas Tasas de descuento.

TASA DESCUENTO	VAN [\$MM]
12%	\$-1.209
10%	\$-391
8%	\$784

Elaboración propia.

La Central Hidroeléctrica al ser un proyecto intensivo en inversión, presenta alta sensibilidad a la tasa de descuento. Como se menciona en [59], la elección de la tasa de descuento final dependerá básicamente de las tasas de interés y de la percepción al riesgo del inversionista. Solo bajo un escenario optimista, con una tasa de descuento del 8% se logra un proyecto con rentabilidad positiva.

## Simulación escenarios Hidrológicos

El Estudio Tarifario realizado por la consultora también obtiene como resultado la programación óptima de generación anual para cubrir la demanda. Sobre esta programación, la CNE estima los costos variables y finalmente también las tarifas.

A partir de la programación óptima del Estudio Tarifario 2014-2018, se decidió evaluar cómo variarían los ingresos de la Central al disminuir o aumentar la generación Hidráulica en un 5% y 10% y 20% del año 2021, año en el cual entraría a funcionar la Central Hidroeléctrica. La diferencia de energía hidráulica fue sopesada por las Centrales Termoeléctricas, debiendo cada una modificar su producción en un 10% y 19% y 38% correspondientemente, con respecto a lo estimado como óptimo para ese año.

La siguiente Tabla 16 compara los resultados obtenidos junto con los 3 indicadores VAN, TIR y PRI actualizados en cada escenario. Cabe destacar que la variación corresponde a solo 1 solo año y que la tasa de descuento usada para el VAN se mantuvo en un 10%.

Tabla 16. Variaciones al cambiar la producción de energía Hidroeléctrica

Variación Generación Hidro	Variación Producción Diesel	Variación del Total a repartir entre Generadores	VAN [\$MM]	TIR	PRI
-20%	38%	-23,50%	-520	9%	11
-10%	19%	-11,90%	-457	9,1%	11
-5%	10%	-5,90%	-424	9,2%	11
5%	-10%	5,80%	-360	9,3%	11
10%	-19%	10,80%	-332	9,4%	11
20%	-38%	22,10%	-270	9,5%	10

Elaboración propia.

Para tener un punto de comparación con las variaciones anteriormente realizadas, a partir de los datos del **Gráfico 5**, se puede obtener que la desviación estándar de la generación Hidráulica entre 2008 y 2017 fue de un 11%.

Manteniendo una tasa de descuento del 10%, bajo ninguno de los escenarios hidrológicos anteriores se lograría la rentabilidad positiva del proyecto. A pesar de que, en el mejor de los escenarios hidrológicos analizados, el VAN mejora alrededor de \$121 millones de pesos, existe la misma probabilidad que se produzca un evento contrario, empeorando el VAN en 129 millones de pesos.

El ejercicio anterior sirve para entender qué tan vulnerable se encuentra el proyecto frente a variaciones hidrológicas en la región. Por una parte, es importante tener en cuenta que variaciones hidrológicas futuras afectarán en menor medida la rentabilidad del proyecto debido a la tasa de descuento; mientras que por otra parte se debe considerar que en promedio la variación de ingresos producto de las condiciones hídricas debiera tender a 0 a lo largo del tiempo.

### 13. Riesgos

#### Solvencia financiera

Existe la posibilidad que el proyecto requiera más inversión de la proyectada inicialmente, requiriendo que la empresa financista cubra la inversión adicional para poder terminar el proyecto.

#### Riesgo de quedar fuera de la Planificación Tarifaria

Este es uno de los riesgos más serios que podría afrontar el proyecto. Debido a que el cálculo del Costo Total de Largo Plazo (CTLP) se calcula en base a un Plan de Reposición Eficiente (ver punto 7.1 Estudio Técnico), el proyecto en sus inicios podría estar considerado dentro del Plan de reposición eficiente en sus inicios, pero si luego se presentaran tecnologías más eficientes eventualmente podría quedar fuera, sin recibir ingresos sobre la inversión realizada durante los siguientes 4 años.

Este riesgo aumentaría a medida que los costos de inversión de la Central proyectada aumentasen, abriendo la posibilidad a la entrada de proyectos más eficientes que reemplazarán la energía producida por la Central Arredondo.

Por esta razón es importante contar con todos los estudios presentados en el punto **10.1 Estudios previos e ingeniería** para tener certeza de la inversión total estimada.

Actualmente este riesgo es bajo pues el precio de inversión por kW es de \$2.400 USD, encontrándose dentro de los rangos aceptables entre \$2000 y \$3000 USD/kW. Es más, si se compara con las demás centrales Hidro presentes en el SMA, se encuentra bajo los \$2.975 USD/kW de la Central Monreal, es decir que no sería la primera central en ser desplazada.



#### Riesgo de permisos y regulaciones

Hace referencia a la posibilidad de demoras en la aprobación de los permisos y regulaciones, aplazando la generación de flujos del proyecto [28]. Este punto fue abordado en el punto **8.5 Factores críticos de éxito** donde se evaluó que el proyecto no debería presentar oposiciones por parte de los grupos ambientalistas y conservacionistas de la región.

### 14. Conclusiones y recomendaciones

A partir del primer análisis de la evaluación económica, usando una tasa de descuento estándar del 10% para proyectos hidroeléctricos, se obtiene como resultado que el proyecto no es rentable a pesar de ser evaluado en los 50 años de su vida útil, resultando en un VAN de \$-391 MM de pesos. El resultado es predecible pues la máxima rentabilidad de un proyecto regulado es del 10% por ley. Sin embargo, una tasa de descuento de un 10% tiene más sentido para proyectos eléctricos que deben competir en un mercado de precios como el Sistema Eléctrico Nacional, que dentro de un Sistema Mediano con precios regulados.

Al realizar el análisis de sensibilidad variando la tasa de descuento a 8% bajo un escenario optimista, el proyecto cambia rotundamente, pasando a un VAN positivo de \$784 MM de pesos. Una tasa cercana al 8% se podría justificar por el i) mediano-bajo riesgo que tiene el proyecto de quedar atrapado o ser detenido por organizaciones ambientalistas (punto 8.5 Factores de éxito), ii) la opinión de Eduardo Pereira, Director R&D de Spec consulting, quien explica que actualmente las tasas de rentabilidad suelen ser inferiores al 10%, encontrando atractivas tasas del 6% sin riesgo, y iii) la seguridad en la repartición de ingresos dentro del sistema regulado, no debiendo competir entre los generadores para poder recibir ganancias.

Finalmente se concluye que el proyecto no debe realizarse pues frente a 2 de los 3 escenarios evaluados, se obtienen pérdidas, presentando una alta sensibilidad a la tasa de descuento. Por otra parte, dado el contexto en el cual se encuentran los Sistemas Medianos es probable que sea difícil encontrar financiamiento por desconocimiento en su operación y baja experiencia de empresas en estos sistemas.

Sin embargo, si una empresa tuviese una tasa de descuento cercana al 8%, el proyecto sí podría resultar interesante y se debería avanzar en los estudios de pre ingeniería.

En cuanto a la decisión de Antares LTDA sobre qué hacer con los derechos de aguas otorgados, en primer lugar, se recomienda esperar los resultados del Estudio Técnico del año 2018. A partir de estos se puede buscar una empresa que se interese en su ejecución. En segundo lugar, en vista del interés por Saesa sobre los derechos de agua, se debe enviar la información actualizada de los puntos de captación y restitución de los derechos. En tercer lugar, evitar a toda costa el remate de los derechos de agua por no pago de la patente de este año; en última instancia es preferible desistir de los derechos de aguas y volver a solicitarlos fraccionados en unidades de 499 litros para no quedar afectados al pago de patentes.

Relacionado al marco regulador de los Sistemas Medianos, sería ideal para las empresas que operan y buscan operar dentro de los SSMM, que las inversiones de generación aprobadas por el CID, sean consideradas como parte del parque óptimo que conforma el CTLP, aun cuando hayan dejado de ser óptimos en lo siguiente Estudios Tarifarios. Esto tiene sentido para los operadores pues disminuiría el riesgo de invertir en proyectos o tecnologías que sean óptimos para para un Estudio Tarifario específico, pero dejen de ser óptimos en el futuro, repercutiendo en su financiamiento, rentabilidad [30, p. 63].

## 15. Glosario

### **A**

#### ARV

- Aysén Reserva de Vida  
Organización que congrega grupos de interés relacionados a la conservación. .... 31, 32

### **C**

#### CDM

- Casa de Máquinas ..... 42

#### CID

- Costo Incremental de Desarrollo ..... 15, 16, 17, 45, 53

#### CNE

- Comisión Nacional de Energía .2, 3, 4, 6, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23, 32, 33, 35, 36, 45, 46, 47, 49, 50, 54, 57, 58, 63, 65

#### COMA

- Costos de Operación, Mantenimiento y Administración..... 45, 46

#### CTLP

- Costos Total de Largo Plazo..... 15, 16, 17, 20, 45, 51, 53

#### CVNC

- Costo Variable No Combustible..... 35, 45, 58, 64

### **D**

#### DGA

- Dirección General de Aguas .....24, 35, 61

#### DIA

- Declaración de Impacto Ambiental ..... 28, 37, 38, 62

### **E**

#### EIA

- Estudio de Impacto Ambiental .....28, 37, 62

### **O**

#### OCCC

- Obras Civiles .....41, 66, 67

### **S**

#### SEA

- Sistema Eléctrico de Aysén..... 2, 3, 4, 21, 62

#### SEIA

- Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental ..... 36

#### SEM

- Sistema Eléctrica de Magallanes ..... 2, 4

#### SEN

- Sistema Eléctrico Nacional ..... 2

#### SIC

- Sistema Interconectado Central ..... 2, 4, 5, 6, 15, 54

#### SING

- Sistema Interconectado Norte Grande ..... 2, 4, 5, 6, 15, 54

#### SM

- Sistema Mediano .....7, 16, 23

SMA	
Sistema Mediano de Aysén. Imagen en Anexo 2 .....	4, 5, 7, 17, 21, 22, 25, 26, 33, 35, 45, 52, 62
SSMM	
Sistemas Medianos .....	53, 56, 57, 58

### Bibliografía

- [1] GTD Ingeniería , «ESTUDIO DE TARIFICACIÓN DE SISTEMAS MEDIANOS,» 2014.
- [2] «Tesorería General de la Republica,» [En línea]. Available: <http://www.tesoreria.cl/IntForm10AguasWeb/>. [Último acceso: 3 07 2018].
- [3] CNE, «Se concreta la Interconexión de los sistemas eléctricos SIC y SING con la presencia de la Presidenta de la República,» 21 de noviembre del 2017.
- [4] «Capacidad Instalada: Energía Abierta,» [En línea]. Available: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>. [Último acceso: 6 Junio 2018].
- [5] Ministerio de Energía, «Energía 2050, política energética de Chile, Segundo Informe,» 2017.
- [6] SAESA, «Grupo Saesa,» [En línea]. Available: <http://www.gruposaes.cl/edelaysen/tarifas-vigentes>.
- [7] Biblioteca del Congreso Nacional, «LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS, EN MATERIA DE ENERGIA ELECTRICA: Ley Chile,» [En línea]. Available: <http://bcn.cl/1xxgs>.
- [8] Comisión Nacional de Energía, «Historial de precios Sistemas Eléctricos de Chile,» [En línea]. Available: [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/05/hist\\_pn.xls](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/05/hist_pn.xls).
- [9] C. Escalona, «Carta abierta al ministro de Energía: BiobioChile,» 04 Mayo 2017. [En línea]. Available: <http://www.biobiochile.cl/noticias/blogs/el-blog-de-camilo-escalona/2017/05/04/carta-abierta-al-ministro-de-energia.shtml>.
- [10] Ministerio de Energía, «Resolucion\_de\_termino\_022018: Ministerio de Energía,» 31 Enero 2018. [En línea]. Available: [http://www.minenergia.cl/archivos\\_bajar/ucom/consulta/EAE/8\\_Resolucion\\_de\\_termino\\_022018.pdf](http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/ucom/consulta/EAE/8_Resolucion_de_termino_022018.pdf) .
- [11] T. Voz, «Ministro de energía responde carta abierta de Camilo Escalona: BiobioChile,» 6 Mayo 2017. [En línea]. Available: <http://www.biobiochile.cl/noticias/opinion/tu-voz/2017/05/06/ministro-de-energia-responde-carta-abierta-de-escalona-por-contaminacion-en-coyhaique.shtml>.
- [12] «Calefacción sustentable,» [En línea]. Available: [http://www.calefaccionsustentable.cl/?page\\_id=17](http://www.calefaccionsustentable.cl/?page_id=17). [Último acceso: 16 Abril 2018].

- [13] «Proponen subsidiar electricidad la región de Aysén: Senado,» [En línea]. Available: [http://www.senado.cl/para-desincentivar-uso-de-lena-para-calefaccion-en-coyhaique-solicitan/prontus\\_senado/2016-05-12/175119.html](http://www.senado.cl/para-desincentivar-uso-de-lena-para-calefaccion-en-coyhaique-solicitan/prontus_senado/2016-05-12/175119.html).
- [14] «Core expresa preocupación por contaminación e insta rebaja en trifas eléctricas: Radioparaisofm,» 17 Junio 2018. [En línea]. Available: <https://radioparaisofm.cl/politica/17/06/2018/core-medina-valora-preocupacion-transversal-por-contaminacion-e-insto-a-rebajar-tarifas-de-electricidad/>.
- [15] Pulso, «Etapas piloto de calefacción distrital de la empres Engie,» [En línea]. Available: <http://www.pulso.cl/empresas-mercados/francesa-engie-estudia-entrar-al-negocio-la-calefaccion-desarrolla-plan-piloto-6-comunas/>.
- [16] C. y. R. V. Alcérreca Joaquin, Administración: un enfoque interdisciplinario, México: 1 ed. Person Educación, 2000.
- [17] B. e. al, The Business Planning Guide, Cap 1, 1989.
- [18] B. Finch, COMO DESARROLLAR UN PLAN DE NEGOCIOS, 2002.
- [19] S. Chain, Preparación y evaluación de proyectos, Colombia: Quinta Edición, Mc Graw Hill, 2009.
- [20] M. Benassini, Introducción a la Investigación de Mercados, Prentice Hall, 2001.
- [21] I. P. Alexander Osterwalder, Bussines Model Gereneration, New Jersey: John Wiley & Sons Inc., 2010.
- [22] F. d. C. F. y. M. d. I. U. d. Chile, “Fuerzas de Porter” Apuntes del curso Dirección Estratégica,, Otoño 2017.
- [23] M. e. Porter, Apuntes de Gastón L'Huillier T. Dirección Estratégica., 1982.
- [24] P. K. a. K. Keller, A Framework for Marketing Management, 5th Ed. Prentice Hall, 2011.
- [25] E. J. McCarthy, Basic Marketing: A Managerial Approach, Richard D. Irwin, Inc., 1975.
- [26] M. Ollé, El plan de empresa: cómo planificar la creación de una empresa, Alfaomega, 1998.
- [27] E. -. E. S. H. Association, . Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, Cap 8, 2006.
- [28] P. T. Guerra, «Inapi Proyecta,» 2011. [En línea]. Available: [http://www.inapiproyecta.cl/605/articles-1659\\_recurso\\_1.pdf](http://www.inapiproyecta.cl/605/articles-1659_recurso_1.pdf).
- [29] Deuman Ltda, «Evaluación Económica de la Matriz Energética de la Región de Aysén, del General Carlos Ibáñez del Campo. Informe 3,» 24 Noviembre 2015. [En línea]. Available: [http://dataset.cne.cl/Energia\\_Abierta/Estudios/Minerg/16.Matriz%20Energ%C3%A9tica%20Ays%C3%A9n.%20Informe%20Final.%20DEUMAN%20v3%20\(versi%C3%B3n%20aprobada\)%20\(1\).pdf](http://dataset.cne.cl/Energia_Abierta/Estudios/Minerg/16.Matriz%20Energ%C3%A9tica%20Ays%C3%A9n.%20Informe%20Final.%20DEUMAN%20v3%20(versi%C3%B3n%20aprobada)%20(1).pdf).
- [30] Syntex, «Levantamiento de contenidos minimos a considerar en la elaboracion de las bases del estudio de valorización y expansion de los sistemas medianos,» Octubre

2013. [En línea]. Available: [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/Informe\\_Final\\_Corregido-Bases\\_SSMM-VF.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/Informe_Final_Corregido-Bases_SSMM-VF.pdf).
- [31] H. Rudnick, «Regulación y Tarificación en Sistemas Medianos en Chile,» 30 Mayo 2011. [En línea]. Available: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/sistmedia/Sistema%20de%20Tarificacion.htm>.
- [32] «Consumo Eléctrico por Comuna y tipo de cliente: Energía Abierta,» [En línea]. Available: <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/241686/consumo-electrico-por-comuna-y-tipo-de-cliente/>.
- [33] D. O. d. I. República, «Decreto Supremo 4T, Fija precios a nivel de generación y transmisión en sistema mediano de hornopirén y establece su plan de expansión,» 5 Agosto 2015. [En línea]. Available: [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/DS\\_4T.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/07/DS_4T.pdf).
- [34] C. N. d. Energía, «Generación Bruta de la región de Aysén,» [En línea]. Available: [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/05/generacion\\_bruta\\_Aysxn.xlsx](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/05/generacion_bruta_Aysxn.xlsx).
- [35] D. E. Divisadero, «Inversionistas impulsan proyecto Parque Eólico Kosten Aike que generará 40 megawatts,» 05 Agosto 2017. [En línea]. Available: <http://www.eldivisadero.cl/redac-44206>.
- [36] L. Lobby, «Audiencias - Año 2017 - Juan Antonio Bijit Sanhueza,» [En línea]. Available: <https://www.leylobby.gob.cl/instituciones/AU002/audiencias/2017/1471>.
- [37] M. d. Energía, «Comuna Energética Coihayque,» [En línea]. Available: <http://www.minenergia.cl/comunaenergetica/wp-content/uploads/2017/03/Libro-Coyhaique.pdf>.
- [38] Invercap S.A, «Memoria anual y Balance general 2016,» [En línea]. Available: [http://www.invercap.cl/wp-content/uploads/2017/03/invercap\\_memoria\\_anual\\_2016.pdf](http://www.invercap.cl/wp-content/uploads/2017/03/invercap_memoria_anual_2016.pdf).
- [39] C. Energía, «Empresa Eléctrica Cuchildeo,» [En línea]. Available: <http://chile-energia.cl/empresa-electrica-cuchildeo-s-p-a/>. [Último acceso: 20 Mayo 2018].
- [40] L. Lobby, «Audiencias - Año 2015 - Juan Antonio Bijit Sanhueza,» [En línea]. Available: <https://www.leylobby.gob.cl/instituciones/AU002/audiencias/2015/1471/22767>.
- [41] Diarioaysen.cl, «La evolución de la minería en la región de Aysén,» 2013, 14 Mayo. [En línea]. Available: <http://www.portalminero.com/pages/viewpage.action?pageId=75881069>. [Último acceso: 24 Mayo 2018].
- [42] M. E. Porter, «Las cinco fuerzas competitivas que le dan forma a la estrategia,» Harvard Business School Publishing Corporation, 2008. [En línea]. Available: [https://utecno.files.wordpress.com/2014/05/las\\_5\\_fuerzas\\_competitivas\\_michael\\_porter-libre.pdf](https://utecno.files.wordpress.com/2014/05/las_5_fuerzas_competitivas_michael_porter-libre.pdf).
- [43] G. Consultores, «ESTUDIO DE TARIFICACIÓN DE SISTEMAS MEDIANOS DE AYSÉN, PALENA Y GENERAL CARRERA,» 2010.
- [44] CNE, «INFORME COSTOS DE INVERSIÓN POR TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN,» 2015.

- [45] ENAP, «ENAP iniciaría envíos de GLP a Aysén con un 10% de descuento a las distribuidoras,» 12 Junio 2017. [En línea]. Available: [https://www.enap.cl/sala\\_prensa/noticias\\_detalle/general/1693/enap-iniciaria-envios-de-glp-a-aysen-con-un-10-de-descuento-a-las-distribuidoras](https://www.enap.cl/sala_prensa/noticias_detalle/general/1693/enap-iniciaria-envios-de-glp-a-aysen-con-un-10-de-descuento-a-las-distribuidoras).
- [46] R. Fuentes, «Celebran renuncia definitiva de Energía Austral a proyecto Hidroeléctrico Río Cuervo: Radio UChile,» 31 Agosto 2017. [En línea]. Available: <http://radio.uchile.cl/2017/08/31/celebran-renuncia-definitiva-de-energia-austral-a-proyecto-hidroelectrico-rio-cuervo/>.
- [47] «Propuesta Ciudadana de Política Energética para Aysén Reserva de Vida,» Febrero 2018. [En línea]. Available: [https://issuu.com/coalicionciudadanaarv/docs/pcpe\\_arv\\_abierto](https://issuu.com/coalicionciudadanaarv/docs/pcpe_arv_abierto).
- [48] CNE, «Hoja [Tabla 46-48] de “Tablas ITD Edelayesen CNE.xlsx” y precios de Potencia y Energía “PNudo Edelayesen\_CNE \$ \_Jun 2014\_Nuevo PP.xlsx”,» [En línea]. Available: [http://antigua.cne.cl/storage/electricidad/SSMM/02\\_SSMM\\_Ay-PA-GC/Inf\\_Fin\\_%20Enc\\_por\\_EDELAYSEN/ANEXOS.rar](http://antigua.cne.cl/storage/electricidad/SSMM/02_SSMM_Ay-PA-GC/Inf_Fin_%20Enc_por_EDELAYSEN/ANEXOS.rar).
- [49] S. d. E. Ambiental, «Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Centrales de Generación de Energía Hidroeléctrica de Potencia Menor a 20 MW,» 2012. [En línea]. Available: [http://www.sea.gob.cl/sites/default/files/migration\\_files/20121109\\_hidro\\_terminada.pdf](http://www.sea.gob.cl/sites/default/files/migration_files/20121109_hidro_terminada.pdf).
- [50] M. d. Energía, «ESTUDIO “IDENTIFICACIÓN DE DIFICULTADES EN LA TRAMITACIÓN DE PERMISOS DE PROYECTOS DEL SECTOR ELÉCTRICO”,» Junio 2010. [En línea]. Available: [http://dataset.cne.cl/Energia\\_Abierta/Estudios/Minerg/22.Informe%20Final%20Estudio%20MINENERGIA\\_corregido\(1079\).pdf](http://dataset.cne.cl/Energia_Abierta/Estudios/Minerg/22.Informe%20Final%20Estudio%20MINENERGIA_corregido(1079).pdf).
- [51] POCH, «DETERMINACIÓN DE LOS VALORES NUEVOS DE REEMPLAZO (VNR) DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE EDELAYSEN, Anexos CUADRO A2-3 (CONTINUACIÓN).,» Marzo 2014.
- [52] G. Consultores, *Datos se encuentran en el Estudio Técnico 2011 EDELAYSEN SSMM Aysén-Palena-G.Carrera\ANEXO B\_ Módulos\ CVNC Modulos Hidro.xlsx*, 2011.
- [53] C. N. d. Energía, «Resolución Ecenta 55,» 31 Enero 2018. [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/12/Res-Ex-CNE-55-2018.pdf>.
- [54] C. N. d. Energía, «FIJACIÓN DE PRECIOS DE NUDO DE CORTO PLAZO,» Enero 2018. [En línea]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/12/ITD-PNCP-Ene18.pdf>.
- [55] S. Cordero, «Análisis de costo beneficio de cuatro proyectos hidroeléctricos en la cuenca Changuinola-Teribe,» Julio 2006. [En línea]. Available: [https://www.conservation-strategy.org/sites/default/files/field-file/0\\_23\\_Changuinola\\_Final.pdf](https://www.conservation-strategy.org/sites/default/files/field-file/0_23_Changuinola_Final.pdf).
- [56] C. J. M. MERY, «Memoria: PREFACTIBILIDAD CENTRAL HIDROELECTRICA RIO COLORADO,» Marzo 2008. [En línea]. Available:

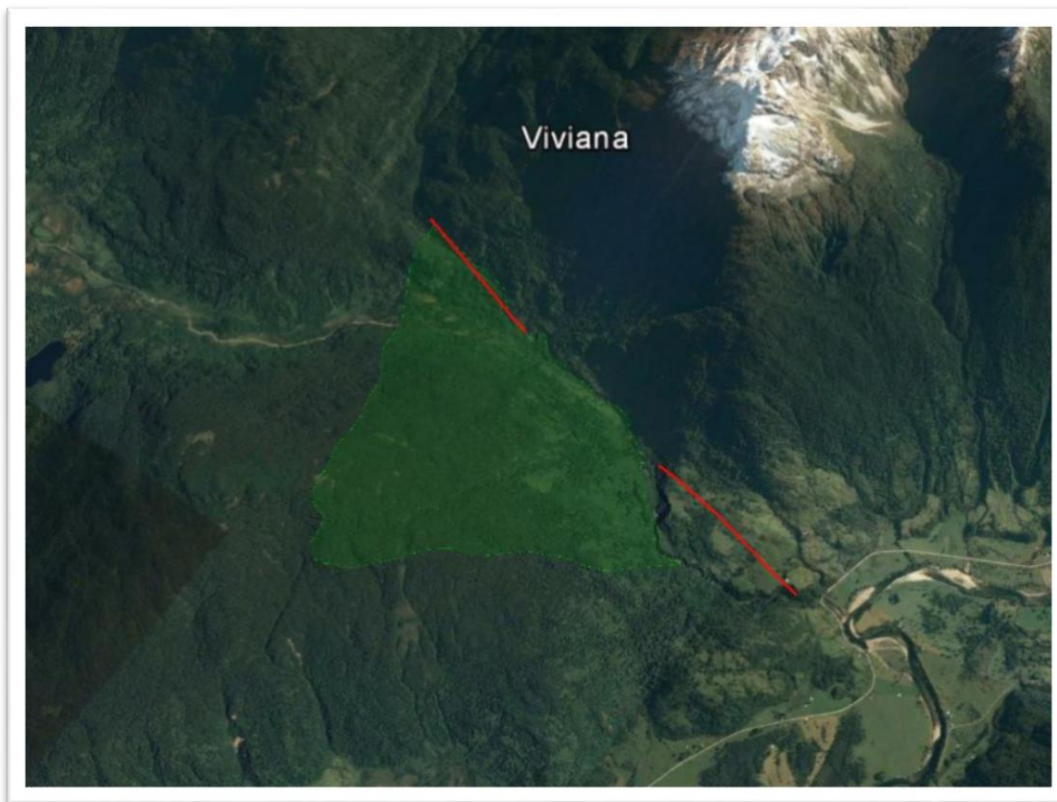
<http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/104912/Prefactibilidad-central-hidroelectrica-Rio-Colorado.pdf?sequence=3&isAllowed=y>.

- [57] N. L. BALMACEDA, «Memoria: EVALUACION TECNICO-ECONOMICA DE UNA CENTRAL HIDROELECTRICA DE PASADA PEQUEÑA EN EL RIO PICOIQUEN EN ANGOL,» Octubre 2008. [En línea]. Available: [http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/103163/leon\\_nb.pdf?sequence=3&isAllowed=y](http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/103163/leon_nb.pdf?sequence=3&isAllowed=y).
- [58] A. N. T. VÁSQUEZ, «Memoria: EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA EXPANSIÓN CENTRAL HIDRÁULICA «EL TRARO»,» 2017. [En línea]. Available: <http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/146433/Evaluaci%C3%B3n-t%C3%A9cnico-econ%C3%B3mica-de-la-expansi%C3%B3n-central-hidr%C3%A1ulica-El-traro-.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- [59] H. Rudnick, «Principales factores sobre la competitividad económica de una nueva central nuclear,» [En línea]. Available: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno09/nuclear/tasa%20descuento.html>.



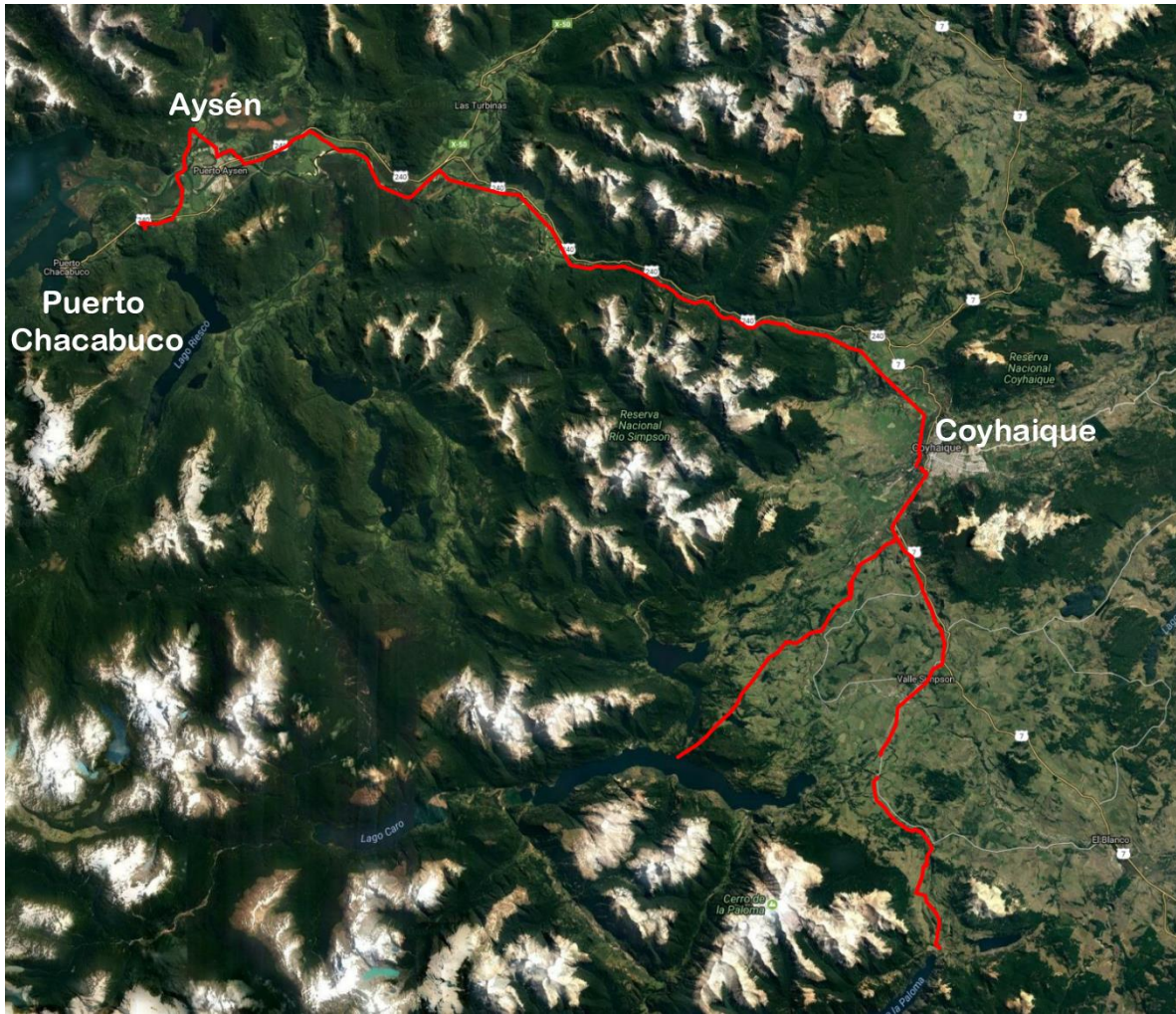
## 16. Anexos

*Anexo 1. Imagen del predio de 475 Hc en verde claro y en rojo se unen los puntos de captación y restitución de los 2 derechos.*



Elaboración propia.

Anexo 2. Mapa de líneas de Transmisión del Sistema Mediano Aysén.



Fuente: <http://energiamaps.cne.cl>

REPUBLICA DE CHILE  
 MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS  
 DIRECCION GENERAL DE AGUAS  
 REGION DE AYSÉN  
 FRM/FEC/HEC/KVG/csp

AGREGADO N° 139  
 Con este número se agrega este documento al final del presente Registro d.  
 Instrumentos Públicos, bajo el Repertorio N° 139 correspondiente  
 al 1° bimestre del año 2008  
 REVISIÓN LEGAL COYHAIQUE, 22 FEB 2008  
 D.A.R.H.



**INGRESADO**  
 21 NOV. 2007  
 CONTRALORIA REGIONAL DE AYSÉN  
 DEL GENERAL CARLOS IBÁÑEZ DEL CAMPO

REF.: CONSTITUYE DERECHO DE APROVECHAMIENTO NO CONSUNTIVO DE AGUAS SUPERFICIALES Y CORRIENTES A FAVOR DE **AGRICOLA ANTARES LIMITADA**, COMUNA Y PROVINCIA DE AYSÉN, REGIÓN DE AYSÉN.

COYHAIQUE, 20 NOV. 2007

D.G.A. N° 122 ✓

**VISTOS**: La solicitud de **AGRICOLA ANTARES LIMITADA** de fecha 07 de octubre de 2005; su nota recepcionada el 03 de septiembre de 2007; el Informe Técnico D.G.A. Región de Aysén N° 87 de fecha 27 de junio de 2007; las Resoluciones D.G.A. N° 336 de 2007, N° 347 de 2003, N° 718 de 2003, y N° 483 de 2006; lo dispuesto en los artículos 141; 149; 150 y demás pertinentes del Código de Aguas.

**RESUELVO**

- 1.- Constitúyase a favor de **AGRICOLA ANTARES LIMITADA**, un derecho de aprovechamiento no consuntivo, sobre las aguas superficiales y corrientes del Río Arredondo, ubicado en la comuna y provincia Aysén, Región de Aysén, por los caudales expresados en m<sup>3</sup>/s., y modalidades siguientes:

Ejercicio	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Permanente y continuo	4,7	4,7	4,2	4,7	4,7	3,8	2,2	4,1	3,9	4,7	4,7	4,7
Eventual y discontinuo	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,9	2,5	0,6	0,8	0,0	0,0	0,0

- 2.- El Río Arredondo es afluente del Río De Los Palos, dentro de la cuenca del Río Aysén.
- 3.- Las aguas se captarán en forma gravitacional, desde un punto que queda definido por la coordenada U.T.M. (m) siguiente:

Norte: 4.973.125 y Este: 675.700

La restitución de las aguas se realizará, desde un punto que queda definido por la coordenada U.T.M. (m) siguiente:

Norte: 4.973.100 y Este: 677.525

La distancia y desnivel existente entre el punto de captación y restitución es de 1825 m. y 100 m. respectivamente.

La coordenada U.T.M. está referida a la Cartografía I.G.M., escala 1:50.000, "PUERTO AYSÉN", Datum Sudamericano de 1969.



Anexo 4. Tabla de EIA y DIA para Energía desde el 2008 al 2018.

Nombre	Tipo	Comunas	Titular	Estado	Date
<b>DIA Mini central hidroeléctrica de pasada Río Avilés</b>	DIA	Chile Chico	C. Hidro Avilés S.A.	Desistido	2013
<b>Proyecto Hidroeléctrico Aysén</b>	EIA	Cochrane	ENDESA	Rechazado	2011
<b>Central de Pasada Río Avilés</b>	DIA	Chile Chico	C. Hidro Avilés S.A.	No calificado	2014
<b>Ampliación C. Hidroeléctrica El Toqui CH El Toqui</b>	DIA	Coyhaique	MINERA EL TOQUI	Aprobado	2011
<b>Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo</b>	EIA	Aysén	Energía Austral SpA	Aprobado	2013
<b>Proyecto Central Hidroeléctrica Cuervo</b>	EIA	Aysén	Energía Austral SpA	Desistido	2009
<b>Aumento Potencia Central Térmica Chacabuco</b>	DIA	Aysén	EDELAYSEN S.A.	Aprobado	2009
<b>Aumento Potencia Central Termica Chacabuco</b>	DIA	Aysén	EDELAYSEN S.A.	No Admitido	2008
<b>Aumento Potencia Central Térmica Chacabuco</b>	DIA	Aysén	EDELAYSEN S.A.	No Admitido	2008
<b>Aumento Potencia Central Eólica Alto Baguales</b>	DIA	Coyhaique	EDELAYSEN S.A.	Aprobado	2008
<b>Aumento Potencia Central Tehuelche (e-seía)</b>	DIA	Coyhaique	EDELAYSEN S.A.	Aprobado	2008
<b>CENTRAL HIDROELECTRICA RIO CUERVO</b>	EIA	Aysén	Robert Biehl Del Rio	Rechazado	2007
<b>Central Hidroeléctrica Lago Atravesado</b>	EIA	Coyhaique	EDELAYSEN S.A.	Aprobado	2000

Elaboración propia. Fuente SEA<sup>9</sup>

Anexo 5. Tabla de proyección de demanda y potencia del SMA.

AÑO	PROYECCIÓN DEMANDA (MWH)	PROYECCIÓN POTENCIA MW
2013	131.503	23,1
2014	133.739	23,4
2015	136.815	23,7
2016	142.698	24,3
2017	146.408	24,8
2018	153.874	25,5
2019	162.165	26,9
2020	171.035	28,4
2021	180.527	30
2022	190.683	31,7
2023	201.549	33,5
2024	213.177	35,4
2025	225.618	37,5
2026	238.930	39,7
2027	253.174	42

Fuente: Informe Final de GTD 2014

<sup>9</sup> <http://seia.sea.gob.cl/busqueda/buscarProyectoAction.php>

Anexo 6. Solicitud de información y aclaración a la CNE por medio de transparencia, incluye preguntas y respuesta de la CNE.

**Pregunta:**

"Estimados,

*Estoy realizando mi tesis de Ing Civil Industrial de la Chile, en una evaluación de una Central Hidroeléctrica en Aysén, bajo el Sistema Mediano de Aysén.*

*1) En este sentido tengo dudas, de cómo y cuánto se tarificaría a la empresa Generadora por concepto de Transmisión, si esta realizara contratos con clientes Libres.*

*Actualmente el REGLAMENTO DE OPERACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS (Decreto 23 del 2015) Art 23, establece las formas de repartición de las utilidades en caso de ventas al sistema regulado, pero no indica ni hace referencia a cómo se tarificaría el uso de las redes de Transmisión en caso de ventas a clientes libres.*

*2) Me gustaría saber la fecha aproximada cuando se dará a conocer los resultados del nuevo Estudio Tarifario de Sistema Mediano de Aysén. Además si es posible obtener sus resultados y Anexos."*

**Respuesta:**

Sobre el particular, en conformidad a lo dispuesto en los artículos 14º y siguientes de la Ley Nº 20.285 y estando dentro de plazo para ello, cumple con indicar a Ud. que tanto el parque generador como la transmisión en un Sistema Mediano se dimensionan adaptados a la demanda, es decir, las líneas de transmisión se determinan de manera eficiente para abastecer la demanda sin holguras. Es decir, el transmisor recibe su remuneración en base a la tarifa resultante del Estudio Tarifario correspondiente.

A este respecto, en caso de instalarse un cliente libre fuera de la zona de concesión de la Distribuidora, el precio al que la central venda la energía al cliente libre no es regulado y forma parte de lo estipulado en el contrato suscrito según la autonomía de la voluntad de dos sujetos de carácter privado. En este sentido, dado que las líneas fueron diseñadas para abastecer la demanda, las ampliaciones o modificaciones a la red de transmisión que deban ser ejecutadas para efectos de abastecer al cliente libre, deben ser pagadas por la empresa generadora al transmisor al costo de éstas, o al precio que éstos acuerden libremente.

Finalmente, sobre su segunda pregunta relativa a la fecha aproximada en la que se darán a conocer los resultados del nuevo Estudio Tarifario del Sistema Mediano de Aysén, cabe señalar que el Estudio de Sistemas Medianos se encuentra en curso y, conforme a lo dispuesto en el inciso final del artículo 178º de la Ley General de Servicios Eléctricos (D.F.L. Nº 4/20.018 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y sus modificaciones), las bases, los estudios realizados por las empresas, los informes de la Comisión, del Panel de Expertos y del Ministerio de Energía, serán públicos una vez publicado el respectivo decreto en el Diario Oficial.

Sin otro particular, se despide atte. de Ud.,

**Por orden del Secretario Ejecutivo, en virtud de la Res. Ex. de ANT.,**

**JAVIERA MÉNDEZ AMUNÁTEGUI**  
JEFA DEPARTAMENTO JURÍDICO (S)  
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA



**CARLOS BARRIA**

para yo ▾

Estimado Sven, en general se utiliza como costo fijo COMA un porcentaje del costo de inversión entre 1% a 2%.

Este informe es una fuente de la CNE con algunos costos: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/12/Res-Ex-CNE-55-2018.pdf>

Saludos,  
Carlos



Anexo 8. Detalle de los costos variables no combustibles.

**Módulo Hidro**

**4000 kW**

COSTO MANTENCION	\$/KWH
Costo Cambio de aceite	0,02
Costo cambio de filtros	0,03
Costo relleno de aceite	0,01
Costo Inspecciones Mantención	0,39
Costo Repuestos	0,44
Costo Servicio tecnico tercero	0,02
Costo overhaul	0,98
Total Costos \$/KWh	1,88
<b>CVNC</b>	<b>Total Costos US\$/MWh</b>
	<b>2,90</b>

**DATOS VARIOS**

Factor de Planta	60%	
Dólar	649,325	\$
Energia Generada	21.024.000	KWH
Costo Total repuestos	9.160.700	\$
Costos Varios (traslado desecho, desrratización, etc.)	91.607	\$
Costo energia elec. Y agua total	45.804	\$
Costo total comunicaciones	54.964	\$
Costo total del personal	7.786.595	\$
Costo total viatico,alojam., alim., trasl.	128.250	\$
Costo Manten. y oper. Vehiculos	366.428	\$
Costo servicio tecnico tercero	458.035	\$

		Unidad
Potencia	4.000	Kw
Rendimiento	0,715	FC
Horas cambio de Aceite	4.800	Hrs

Capacidad de aceite	224	Lts.
Relleno Aceite	3	Lts
Hrs. Relleno Aceite	80	hrs
Horas Cambio de filtros	4.800	hrs
Costo Camb. Filtros	514.516	\$
Costo Lt Aceite	1.348	\$
Costo overhaul	78.000.000	\$
Horas de un overhaul	20.000	hrs

Fuente CNE¡Error! Marcador no definido..

Tabla 17. Detalle de los costos de inversión de la Central Arredondo.

	MUS\$	M \$CLP
400 m Cierro Subestación Malla Acma	20,06	12.636,36
4 Postes	4,57	2.880,87
1 GI Muebles y útiles Modulo 4000	1,41	891,11
1 GI Herramientas Lago Atravesado	5,12	3.222,85
4 Postes	4,57	2.880,87
1 Reconectador 400 A 25 kV	17,48	11.011,22
1 Trafo poder 7000 kVA 6/23 kV	209,99	132.294,43
2 Cables y otros elementos eléctricos Modulo 4000	16,13	10.163,44
6 Desc Cuchilla 600 A	1,84	1.160,72
3 Desc fusible 23 kV 50A	0,72	452,16
1 Sistema Comunicaciones Modulo 4000	7,52	4.740,33
1 Interruptor	27,59	17.384,81
1 Tablero de bt para sincronización	10,15	6.395,32
1 Compresor 7 Kg/cm2	16,08	10.128,51
1 Sistema Medición Modulo 4000	9,21	5.801,97
1 conjunto UPS-bateria 12v	1,58	995,97

<i>4 Luminarias</i>	1,84	1.160,17
<i>3 pararrayos</i>	0,70	438,88
<i>1 Trafo SSAA 500 kVA 0,4/33 kV</i>	13,93	8.773,65
<i>1 Tablero general de ss/aa Modulo 4000</i>	2,45	1.542,79
<i>1 Bocatoma Modulo 4000</i>	91,87	57.879,24
<i>1 Casa de Máquinas Modulo 4000</i>	59,14	37.255,45
<i>1 Cámara de Carga Modulo 4000</i>	220,69	139.035,70
<i>1 Puente Grúa Modulo 4000</i>	202,14	27.346,28
<i>1 Costo total OOCOC Modulo 4000</i>	.013,84	.788.720,84
<i>1 Terrenos adquiridos Modulo 4000</i>	454,73	286.478,83
<i>1 Obras de Mitigación y Estudio Impacto Ambiental Modulo 4000</i>	222,34	140.073,00
<i>1 Turbina Modulo 4000</i>	.403,15	883.983,28

Elaboración propia a partir de fórmulas para estimar costos de Centrales y catálogo de precios de GTD, incluidos dentro del Estudio Técnico del 2010.



Tabla 18. Detalle de los Costos de las Obras Civiles de la Central Arredondo.

	Precio Unitario [\$US]	Total [\$US]
<i>Bocatoma</i>		375.694
<i>Chimenea de Equilibrio</i>	150.000	150.000
<i>Canal aducción 1630 metros</i>	566	923.115
<i>Rápido 250 metros</i>	632	157.965
<i>Cámara de Descarga</i>	31.760	31.760
<i>Tubería Forzada 250 metros</i>	3.759	939.783
<i>Casa de Máquinas</i>	213.639	213.639
<i>Canal de Restitución 25 metros</i>	566	14.158
<i>Caminos de Acceso 3287 metros</i>	122,58	402.920
<i>Patio Elevador</i>	47.807	47.807
<i>Línea de Transmisión a Bocatoma 3287 metros</i>	48239	158.562
<b>Sub Total Costo Directo</b>		3.415.402
<i>Obras Misceláneas 7%</i>	262.986	262.986
<i>Gastos Generales y riesgos constructivos en la zona 45%</i>	1.536.931	1.536.931
<b>TOTAL OCCC</b>		5.215.320

<b>Fecha Entrevista:</b>	13/07/2018
<b>Nombre Entrevistado:</b>	Javier Antonio Pena, Sebastián Cabezas Campos, Kandinsky Dintrans Perez
<b>Nombre Institución:</b>	SAESA
<b>Categoría de entrevistados:</b>	Jefe de Área Planificación y Control de Gestión, Ingeniero de Planificación de Distribución, Subgerente de Comercialización en SAESA
<b>Entrevistadores y/o presentadores</b>	Sven Möller Solis

### Preguntas

1. ¿A Edelayésén, le genera alguna ventaja la entrada de un nuevo actor generador en la región?
2. ¿Qué saben de los avances de la Central Candelaria y San Victor?
3. ¿En qué etapa de avance o posibilidad ven la política de generar un sistema de precios diferenciado para calefacción?
4. ¿Qué interés puede tener Saesa en los derechos de Agua del Río Arredondo para desarrollar Uds mismos el proyecto?
5. En caso de introducir energía a la estación elevadora de Aysén, ¿Habría que hacer inversiones adicionales?
6. ¿Hasta dónde llegan las líneas de transmisión de Chacabuco?
7. Si una central dentro del estudio de tarificación no ingresara energía durante todo el año, ¿también recibiría ingresos?

### Respuestas e Insights

1. Para Edelayésén no hay ventajas, tampoco es que sea un gran problema pero complejiza las operaciones que actualmente son más simples, al deber incorporar el Comité Coordinador y todo lo que este implica. Si quedaran centrales Termoeléctricas fuera del estudio técnico por la entrada de nuevos actores, no tendrían problemas para trasladarlas y hacerlas funcionar en otro lugar.
2. No tienen mayor información, pero sí saben que el proyecto eólico Kosten Ayké no se presentó para el estudio técnico del 2019-2022.
3. Por ahora sería fantasía, ha habido estudios en la materia pero que se lleguen a concretar es otra cosa.
4. Hay interés, Edelayésén tiene un pool de 20 posibles proyectos hidroeléctricos en la región ponderados por distintas variables, entre los cuales se encuentra el Arredondo y los derechos del Viviana 1 y Viviana 2. Si Antares LTDA está dispuestos a vender los derechos sería interesante que Saesa lo supiera. Lo ideal para Edelayésén es seguir desarrollando los proyectos de generación en la región por sobre que entre otro actor generador.
5. Claro, todos los costos adicionales para la conexión tendrían que ser costeados por el generados. No saben costos.
6. Las líneas de transmisión llegan hasta la ubicación de la Central a Diesel Chacabuco.
7. Correcto, si está aprobada dentro del estudio técnico no importa si no genera, igual participa dentro del proceso de repartición de ingresos estipulado por la ley.

Otros:

La línea Aysén-Coyhaique soporta hasta 4MW pero presenta inestabilidad, Edelaysén intenta no usarla dentro de lo posible. Se presentó un Proyecto para mejorarla pero no fue aceptado porque al fin y al cabo no es rentable mejorarla.

## Plantilla de entrevistas de Consultora Ematris.

### Anexo 10. Emails con Friosur

**Sven Möller** <svenms@gmail.com> 19 jun. 2018 19:47 ☆ ✓ ↶ ⋮  
para Edgardo, Carlos ▾

Estimados,

He estado dándole vueltas al asunto de los respaldos. Como la Central Hidroeléctrica tendría que parar algunos días al año para la realización de mantenimientos, no podría ofrecer ventas de potencia.

En este sentido, pensamos en proponer que **FrioSur** siga operando con Edelaysén como cliente regulado, pero con la particularidad que la Central Hidroeléctrica a desarrollar pueda proveerles de energía a precio más económicos como clientes libres. De esta forma, cuando la Central entre en sus días de mantenimiento, **FrioSur** seguiría operando comprando energía y potencia a Edelaysén como lo hace normalmente.

Para efectos de mi tesis y del proyecto, ¿estarían dispuestos a comprar energía a \$55 pesos el kWh? Es decir un 9% más bajo que lo que compran a Edelaysén (\$60.48). Considerando su consumo promedio mensual de 360 mil, sería un ahorro de 21.6 millones de pesos.

Quedo atento a su respuesta,

\*\*\*

**Carlos Alfredo Díaz Varela** 13 ago. 2018 22:47 (hace 9 días) ☆ ↶ ⋮  
para yo ▾


Estimado Sven,

Retomo el contacto.

Dado que no hay clientes libres en la región, no estoy seguro de que se pueda seguir con la relación que estamos con Edelaysén (contratando potencia), si es que les compramos energía a ustedes cuando puedan entregarla. Si se pudiera, conceptualmente si estaríamos dispuestos a comprarles energía a ustedes si es más barata, pero creo que un 9% no es demasiado atractivo.

En todo caso, ¿sigues adelante con el proyecto?

Saludos,

 Carlos Díaz V.  
Gerente de Sustentabilidad y Relaciones con la Comunidad  
[cdiaz@friosur.cl](mailto:cdiaz@friosur.cl)  
+569 6 2190740